



Resultados 2006










22 de febrero de 2007

Excelentes resultados en 2006

- **Fuerte crecimiento operativo en todos los negocios**
- **Importante avance del plan de desinversiones**
- **Continua superación de los objetivos establecidos**
- **Perspectivas positivas para 2007-2009 en todos los negocios**

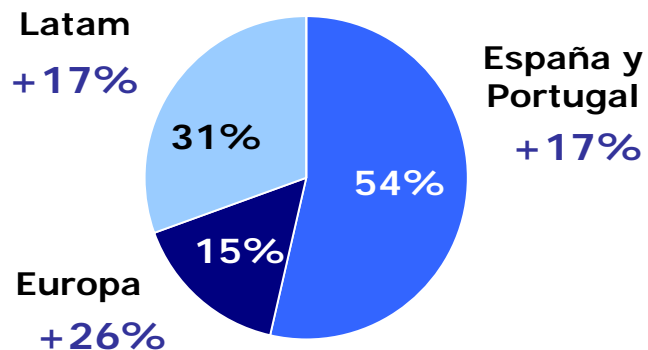
Excelentes resultados en 2006

M€	2005	2006	Variación
Ventas	17.508	19.637	+12% 
Margen de contribución	9.126	10.434	+14% 
EBITDA	6.020	7.139	+19% 
EBIT	4.244	5.239	+23% 
Gastos financieros netos	-1.257	-969	-23% 
Resultado Neto sin ventas de activos	1.841	2.576	+40% 
Resultado neto	3.182	2.969	-7% 
	31.12.05	31.12.06	Variación
Apalancamiento	1,12x	1,24x	+0,12p

Fuerte crecimiento en todos los negocios

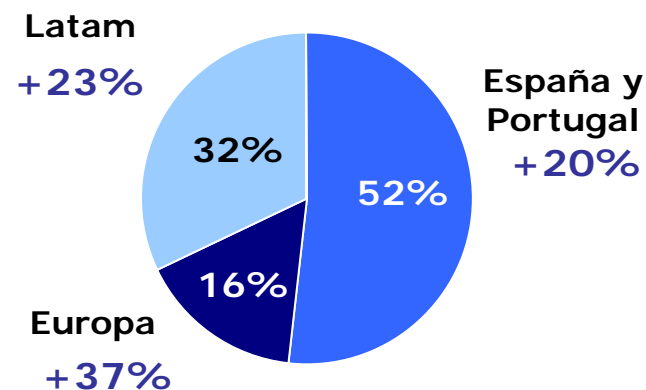
EBITDA: 7.139 M€

+19% 



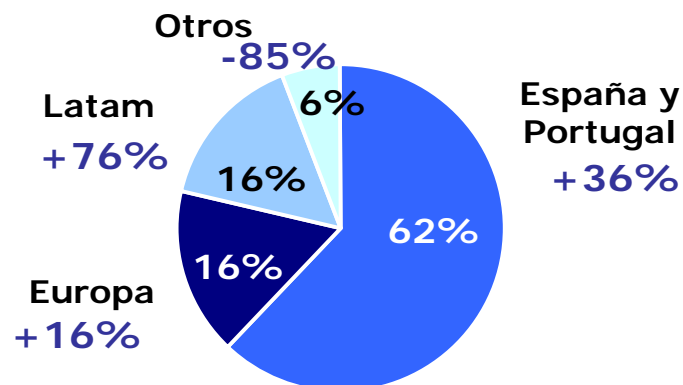
EBIT: 5.239 M€

+23% 



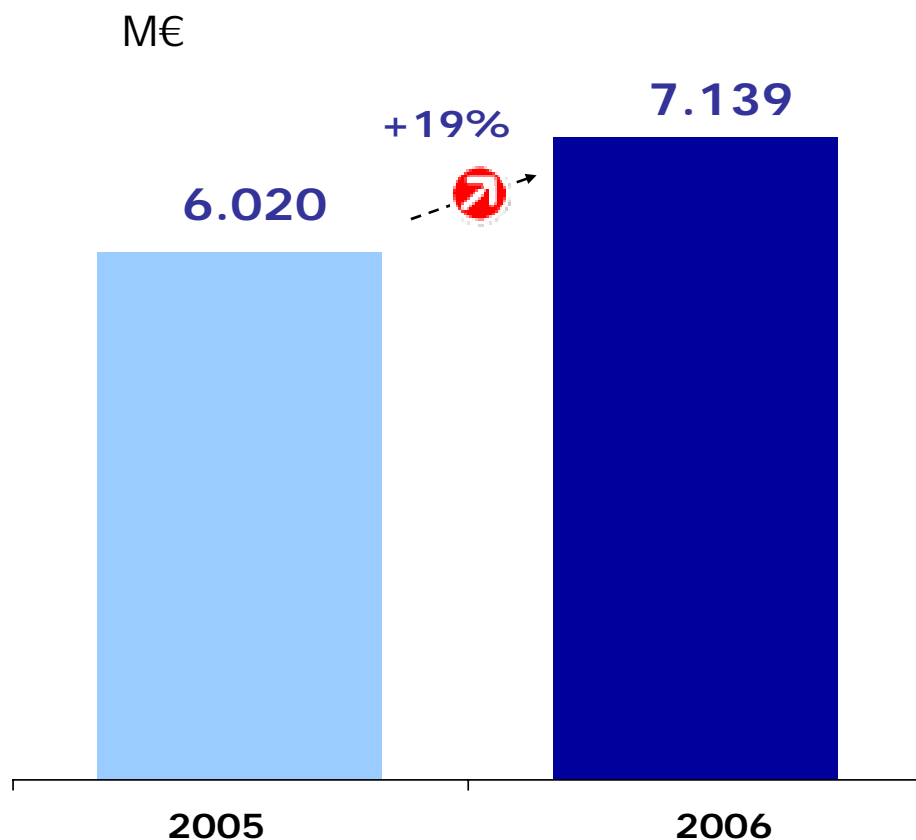
Resultado neto: 2.969 M€

-7% 



Los resultados superan los compromisos

Evolución del EBITDA

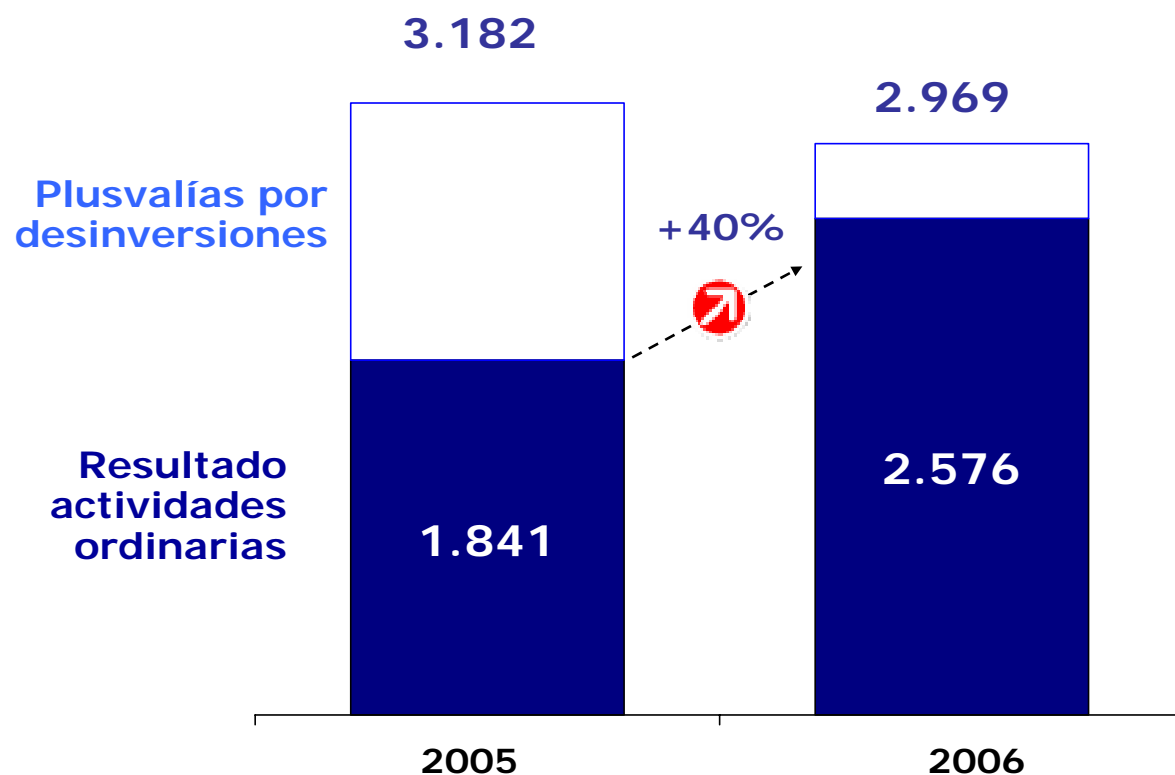


Fuerte crecimiento en todos los negocios

- Optimización de márgenes y volúmenes crecientes
- Avances regulatorios
- Plan de Eficiencias por delante de objetivo
- Estabilidad macroeconómica en Latinoamérica

Los resultados superan los compromisos

M€ **Resultado Neto**

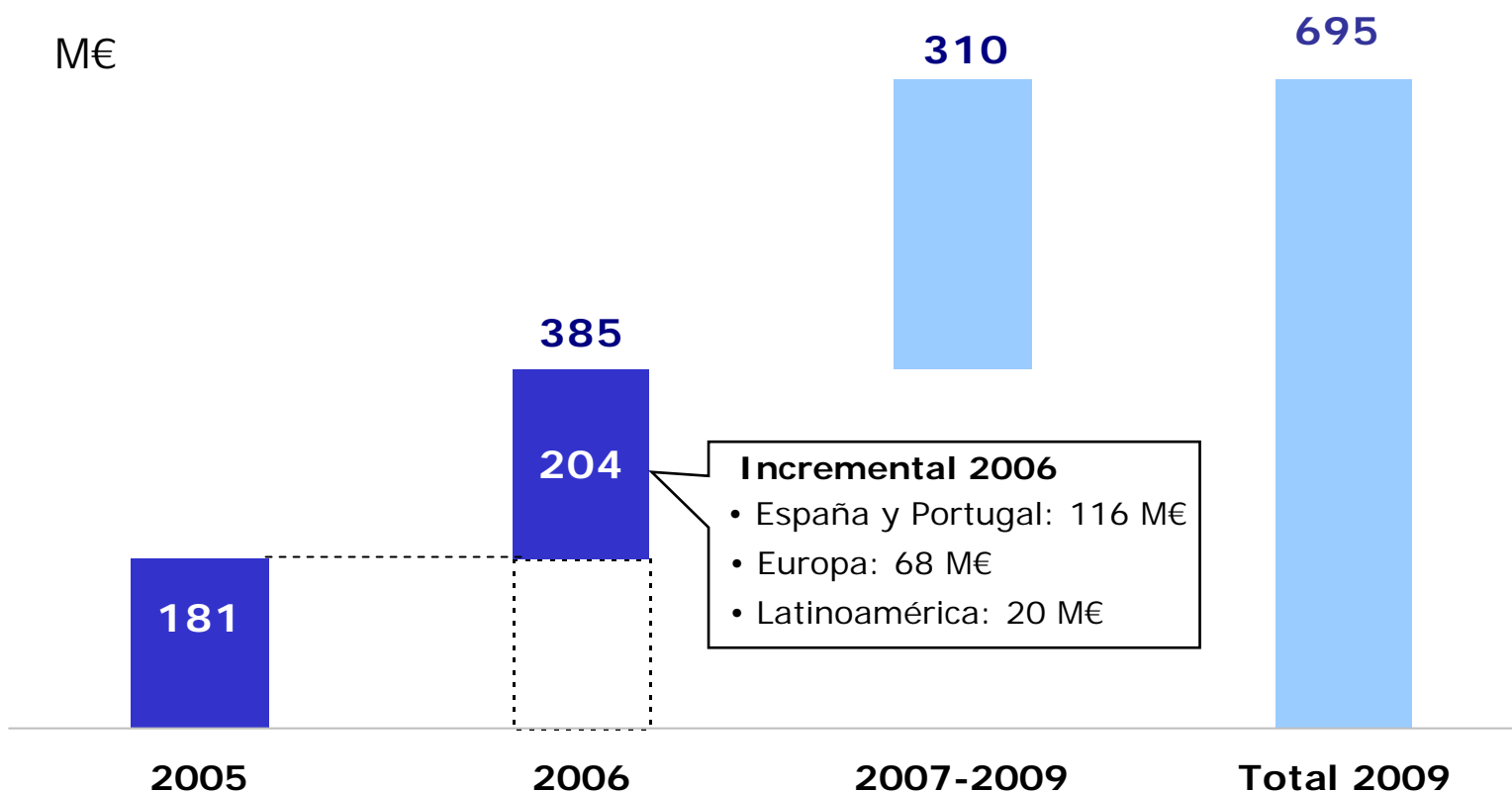


- Resultado Neto por encima del objetivo a pesar del impacto negativo contable de la rebaja del tipo fiscal en España⁽¹⁾
- Fuerte crecimiento operativo
- Avance continuado en el plan de desinversiones

(1) Impacto contable negativo en 2006 de 137 M€ debido al menor valor contable de las deducciones fiscales pendientes de aplicación por la reducción del tipo impositivo en España. Efecto positivo del nuevo tipo impositivo a futuro en el valor de la compañía

Plan de Mejoras de Eficiencia: por delante de los objetivos

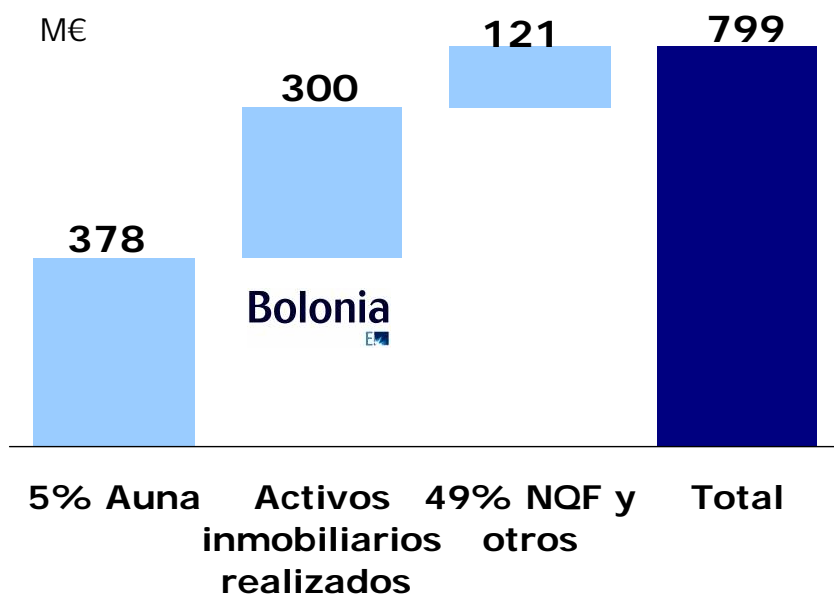
Incremento del EBITDA anual por Plan de Mejoras de Eficiencia



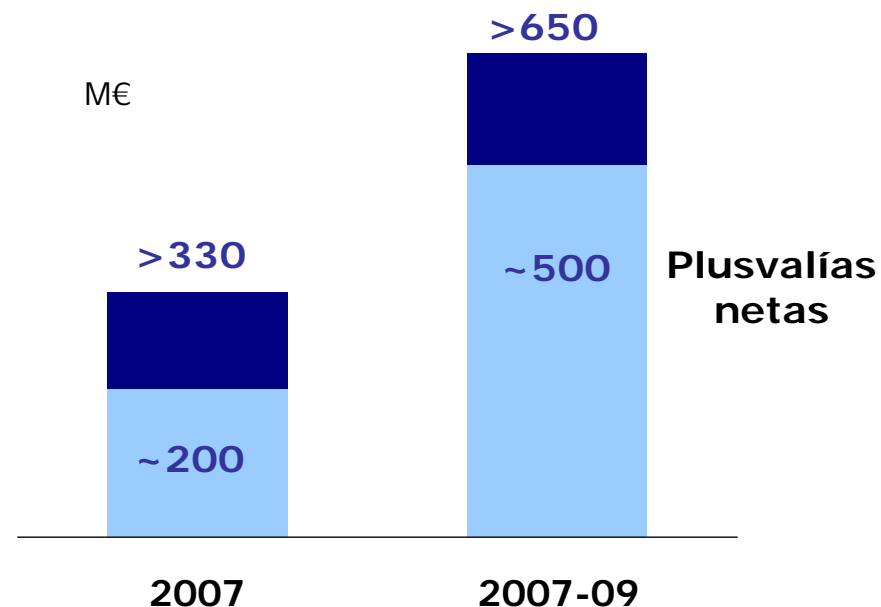
Superados los objetivos anunciados para todo el año en un 32% (385 M€ vs 292 M€)

Importantes avances en el Plan de Desinversiones de activos no estratégicos

Desinversiones en 2006



Desinversiones en 2007-2009



Plusvalías netas acumuladas en 2006 de 393 M€, de las cuales 208 M€ corresponden a activos inmobiliarios







Resultados 2006



España y Portugal



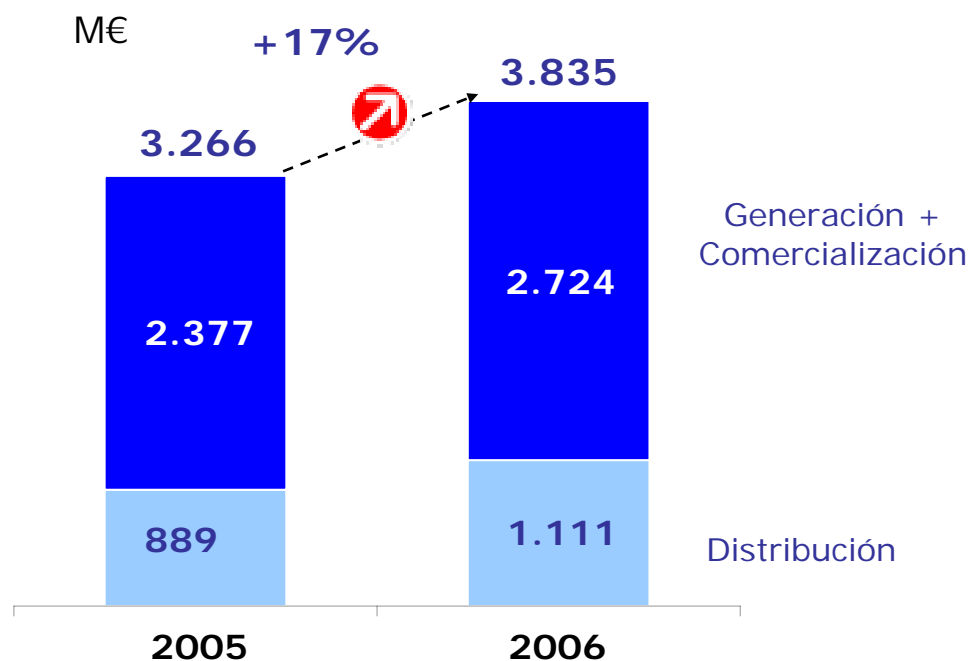
Fuerte crecimiento de los resultados

M€	2005	2006	Variación
Ventas	8.761	9.520	+9% 
Margen de contribución	5.202	5.859	+13% 
EBITDA	3.266	3.835	+17% 
EBIT	2.264	2.705	+20% 
Gastos financieros netos	-602	-398	-34% 
Resultado neto⁽¹⁾	1.358	1.843	+36% 

(1) Impacto contable negativo en 2006 de 137 M€ debido al menor valor contable de las deducciones fiscales pendientes de aplicación por la reducción del tipo impositivo en España.

Importante crecimiento del EBITDA

EBITDA

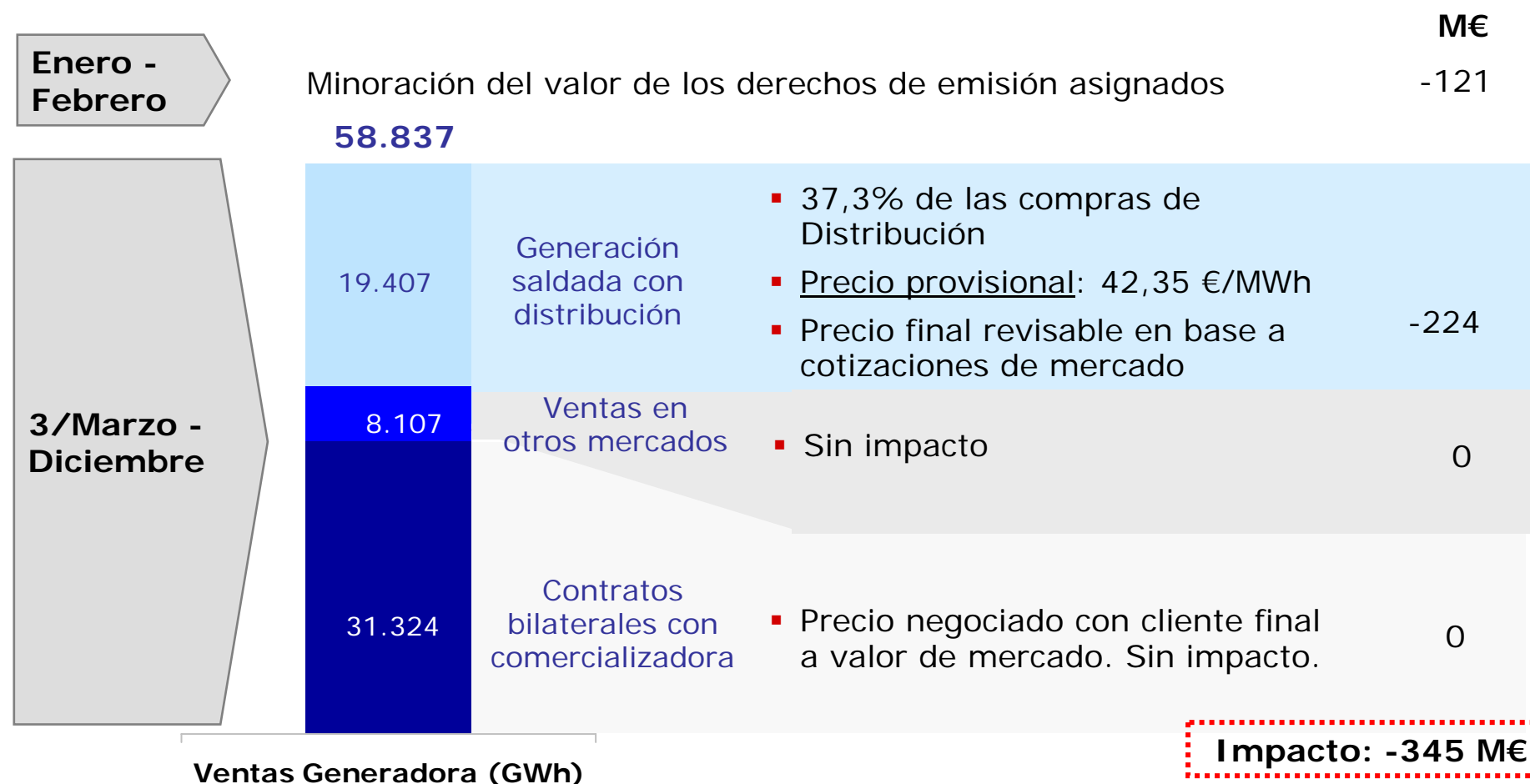


Claves del período

- Impacto del RDL 3/2006
- Liderazgo y optimización de márgenes en negocio liberalizado
- Mejoras operativas e incremento de la calidad del suministro en distribución
- Positivos avances en regulación

Nota: Incluye la mejor estimación de los efectos del RDL 3/2006 con la información disponible. Según ha anunciado el MITYC su cuantificación definitiva no se conocerá antes de junio de 2007; las posibles variaciones sobre lo contabilizado se registrarían en 2007. No es previsible que estas posibles variaciones sean significativas.

Impacto del RDL 3/2006

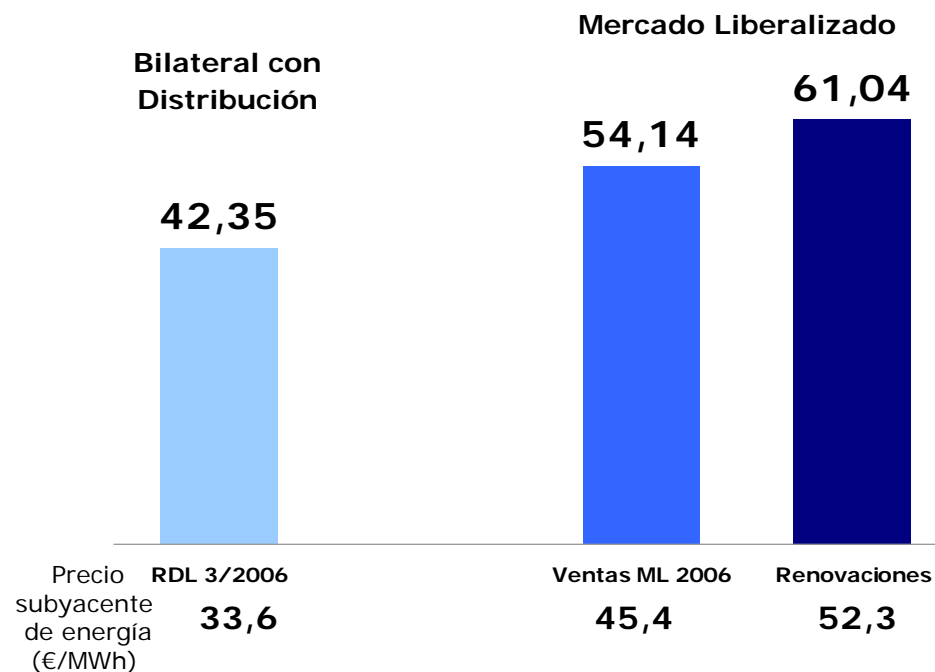


Impacto limitado gracias a la estrategia de cobertura de riesgo de mercado

Liderazgo y optimización de ingresos en negocio liberalizado

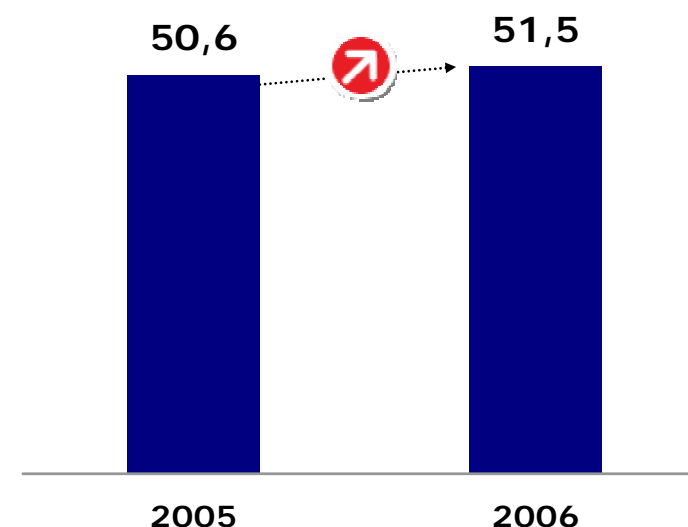
Ingresos de la generación mediante ventas a:

€/MWh



Precio medio de Generación peninsular

€/MWh

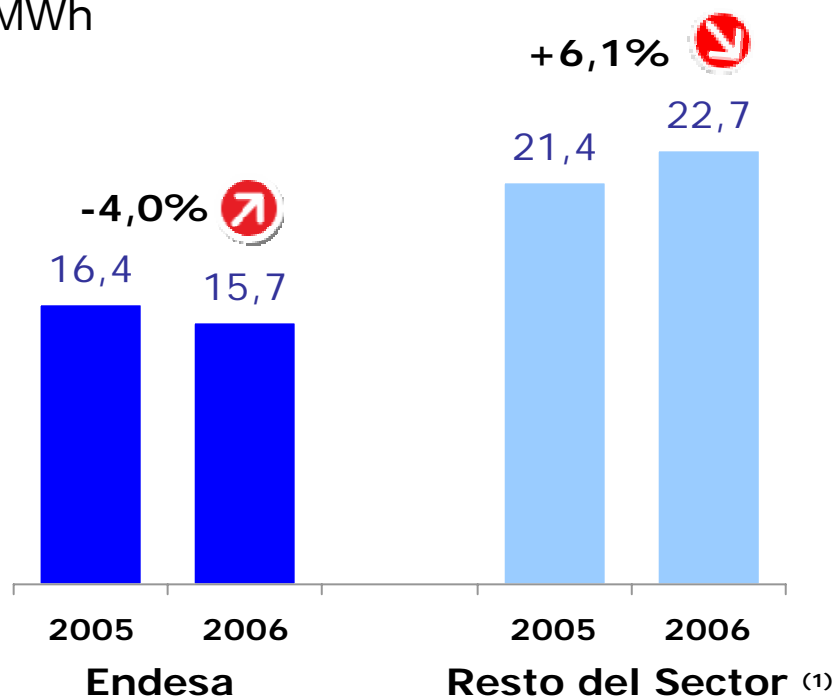


- Puesta en valor de la cartera de clientes: Renovación y firma de nuevos contratos a un precio equivalente de 61 €/MWh (+19 €/MWh superior a RDL 3/2006)
- Crecimiento del precio medio de venta a pesar del impacto del RDL 3/2006

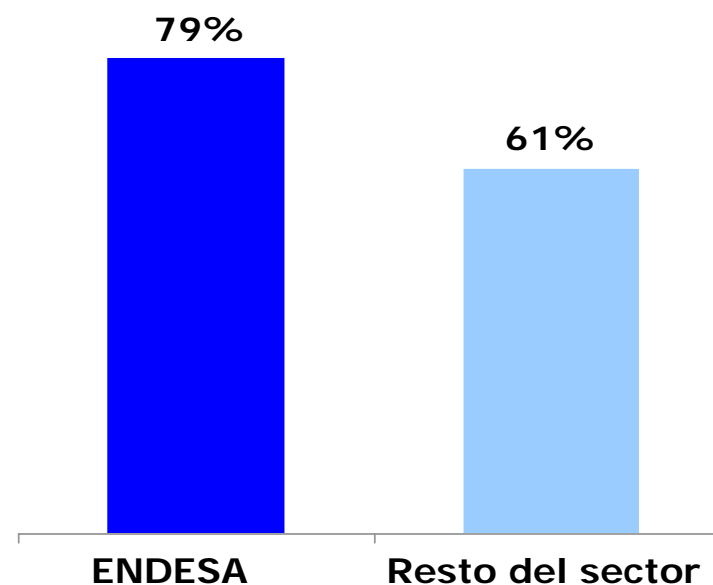
Coste de combustible peninsular competitivo con un uso eficiente de la cartera de generación

Coste de combustible peninsular en RO

€/MWh



Grado de utilización parque térmico⁽²⁾ vs. resto del sector

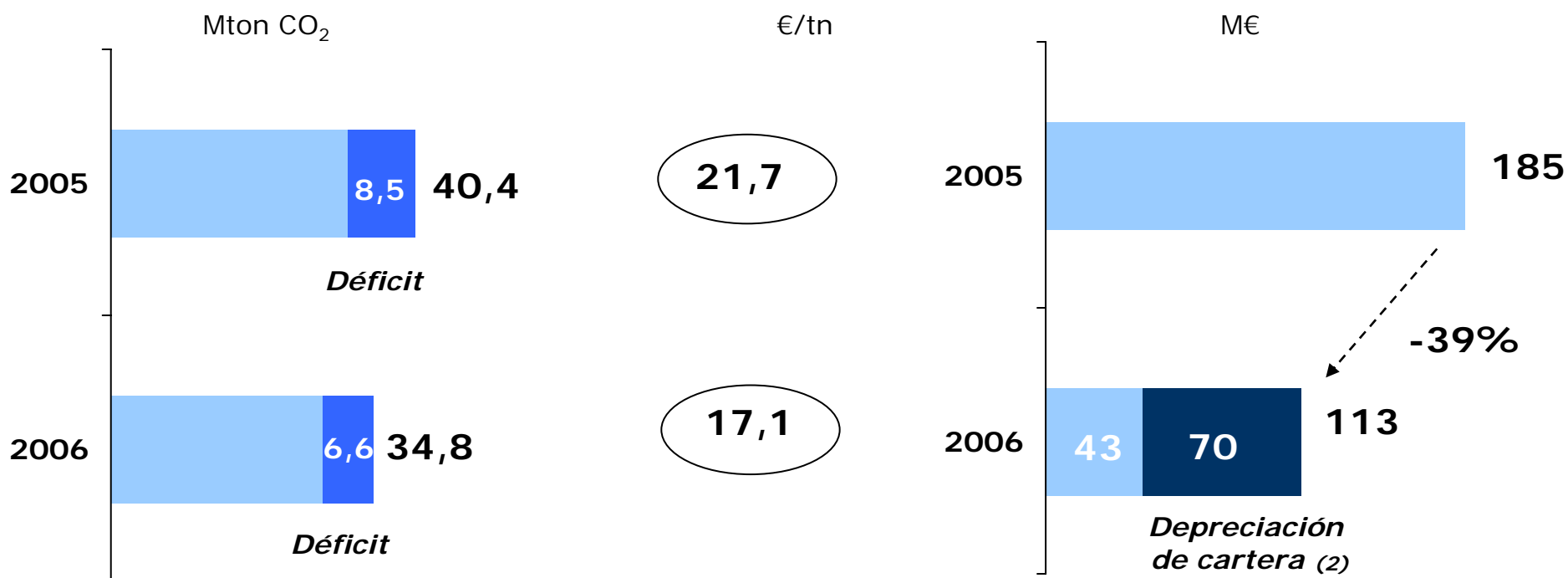


- Gestión eficiente de los aprovisionamientos en un entorno de precios al alza
- Parque de generación más eficiente y competitivo del sector

(1) Estimado
(2) Sin incluir fuel-oil

Menores emisiones y menor coste de CO₂

Déficit Emisiones ⁽¹⁾ x Coste unitario CO₂ = Impacto económico



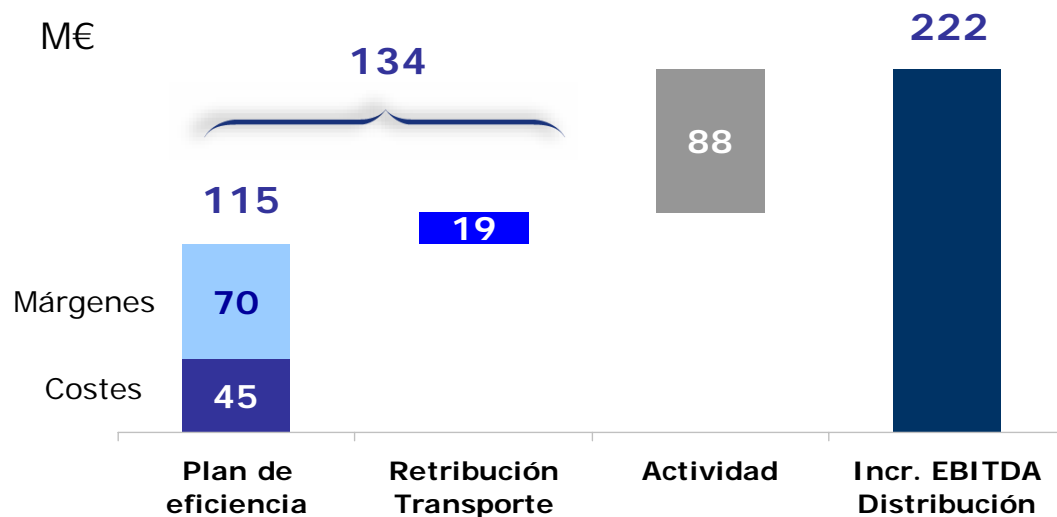
- **Cartera de derechos 2007-2012: 110 Mtn cerrados a un precio medio de 8,1 €/tn**

(1) Peninsular

(2) Corresponde a la variación del valor de los derechos adquiridos sobre el precio final de mercado según normas de contabilización del CO₂

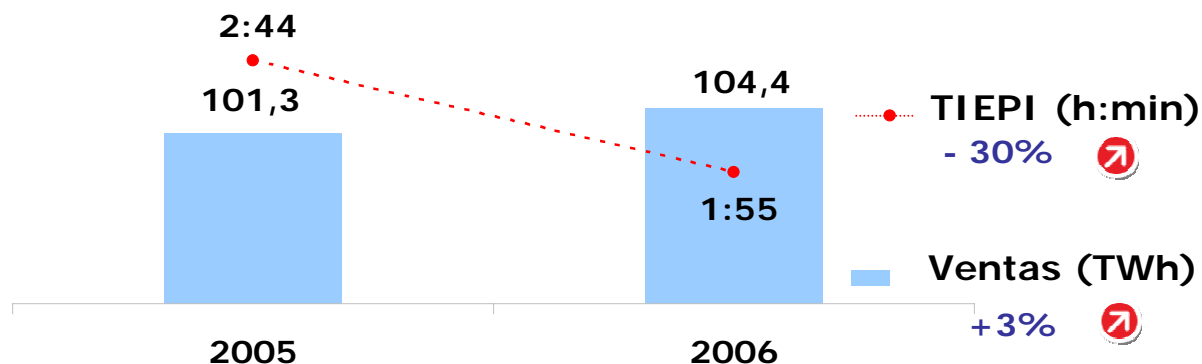
Distribución: mejoras operativas y de calidad de suministro

Mejora del EBITDA fruto de los planes de inversión desarrollados



- 60% de la mejora de EBITDA de Distribución resultado de las inversiones realizadas
 - 52% por mejoras de eficiencia
 - 8% por aumento de la retribución por inversiones en Transporte

Ventas y Calidad de servicio



- Mejora de la calidad con aumento de la demanda

Evolución positiva del marco regulatorio

Enero 2007

Desarrollos previstos

Tarifa

- Energía a precios de mercado previstos
- Reconocimiento ex-ante del déficit
- Reducción tarifa de acceso facilitando la liberalización

- Actualización trimestral de tarifas
- Liberalización total en 2009/2011

Mercado mayorista

- Eliminación del "cap" 42,35€/MWh en la contratación bilateral "asimilada" entre generación y distribución del mismo grupo

- Subastas de capacidad virtual: hasta 1.000 MW, gradualmente
- Revisión de la metodología de retribución de garantía de potencia

Actividades reguladas

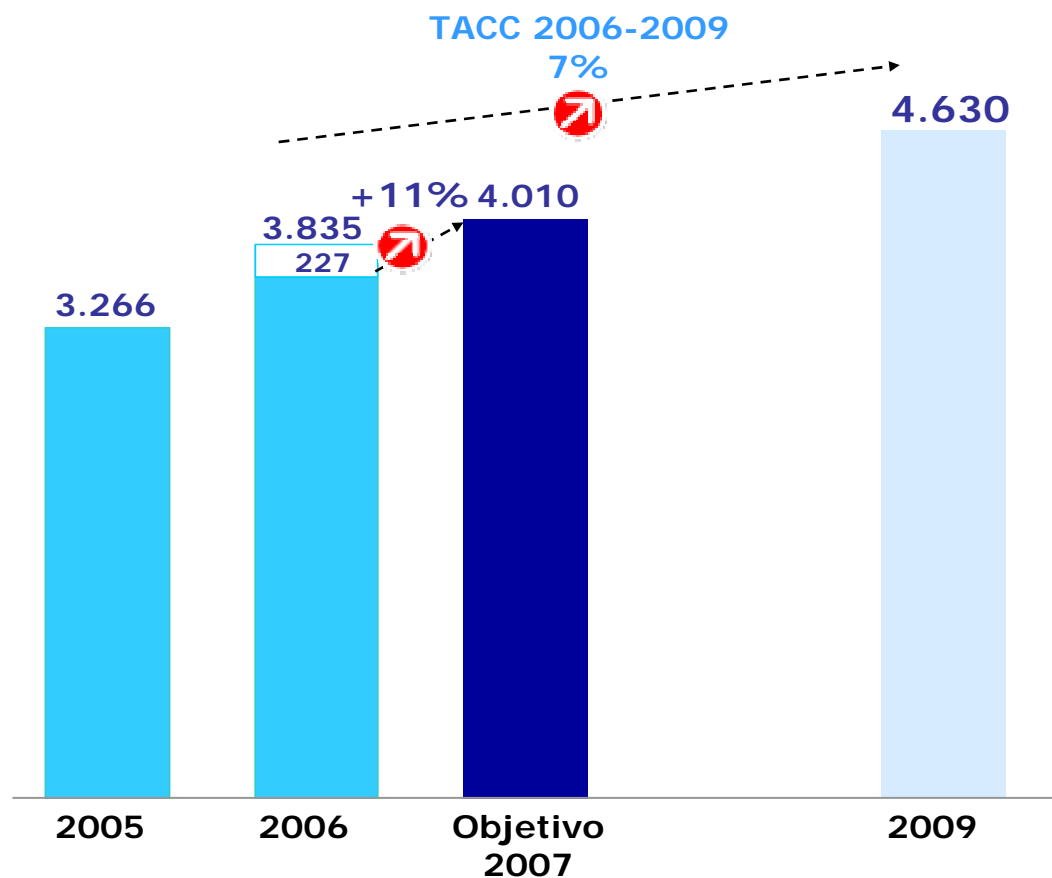
- Extrapeninsulares: aplicación OOMM aprobadas en 2006
- Distribución: incremento de la remuneración sectorial en 578 M€ sobre 2006 (+240 M€ para Endesa)

- Distribución: evolución de la remuneración en los próximos años
- Régimen Especial: nuevo RD pendiente

Avance hacia la plena liberalización y al reconocimiento del precio de mercado

Perspectivas positivas para 2007-2009

EBITDA (M€)



- Mejoras regulatorias
 - Distribución
 - Mercados Mayoristas
- Plan de capacidad 2007-2009
 - CCGT: 3.200 MW
 - Renovables: 840 MW
 - Islas: 850 MW
- Mejoras de eficiencias adicionales 2007-2009: 161 M€







Resultados 2006



Europa



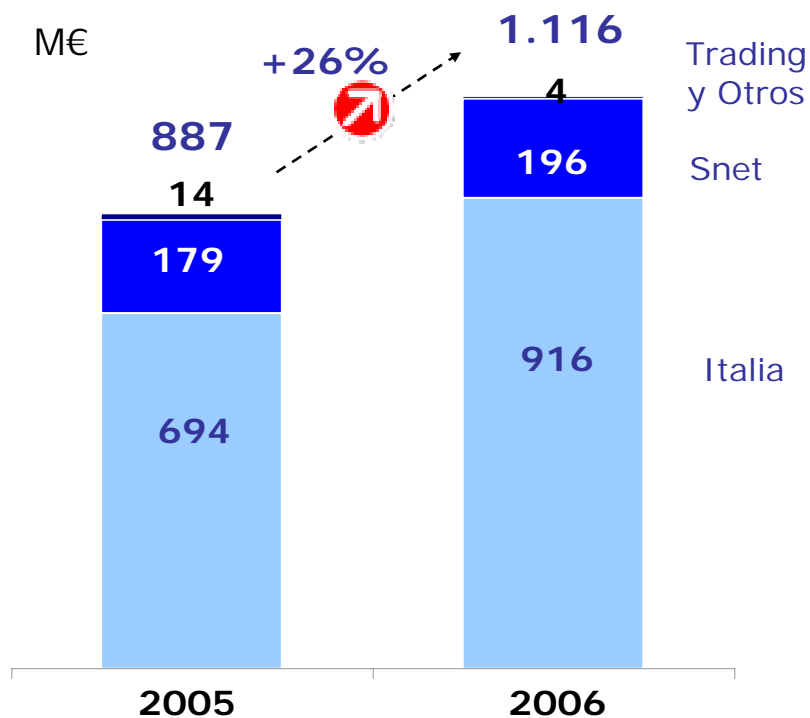
Resultados que demuestran la fortaleza del negocio europeo

M€	2005	2006	Variación
Ventas	3.598	4.190	+16% 
Margen de contribución	1.223	1.466	+20% 
EBITDA	887	1.116	+26% 
EBIT	618	846	+37% 
Gastos financieros netos	-63	-58	-8% 
Resultado neto ⁽¹⁾	425	493	+16% 

(1) Incluye 118 M€ en 2006 y 107M€ en 2005 correspondientes a la revalorización fiscal de los activos

Importante crecimiento del EBITDA

EBITDA



Claves del período

Italia

- Mejora del mix por entrada de nuevos CCGT
- Incremento de producción y márgenes

Francia

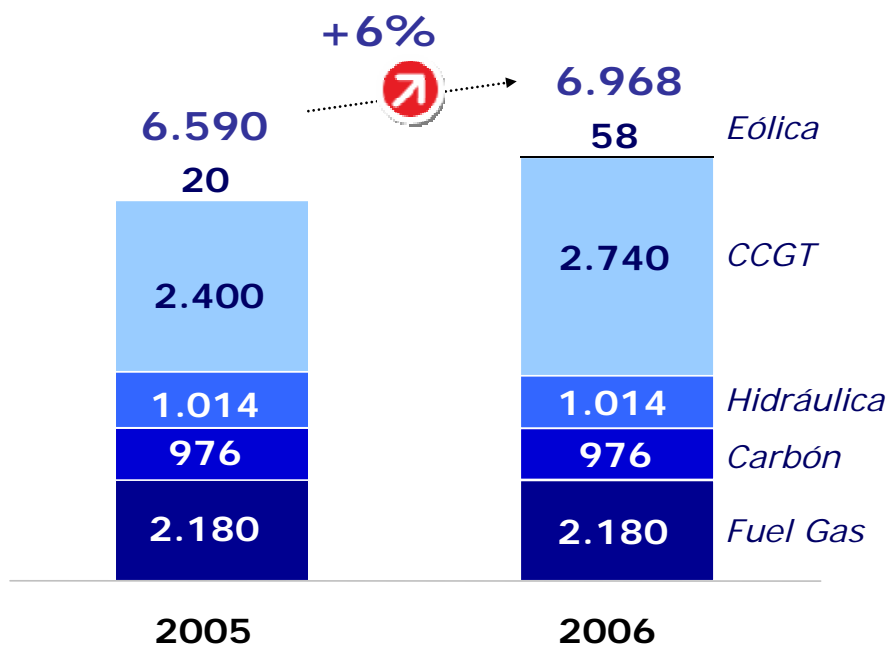
- Diversificación de la cartera de clientes
- Reducción de costes fijos

Gestión de Energía

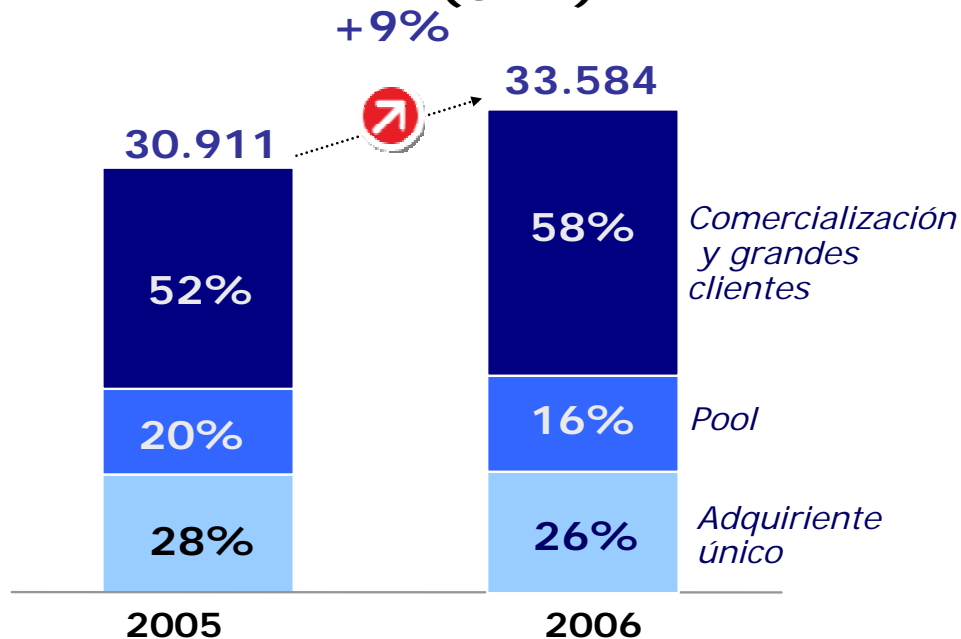
- Optimización de la cartera de activos con una gestión integrada

Endesa Italia: incremento de la producción y de los márgenes

Potencia Instalada (MW)



Desglose de Ventas ⁽¹⁾ (GWh)



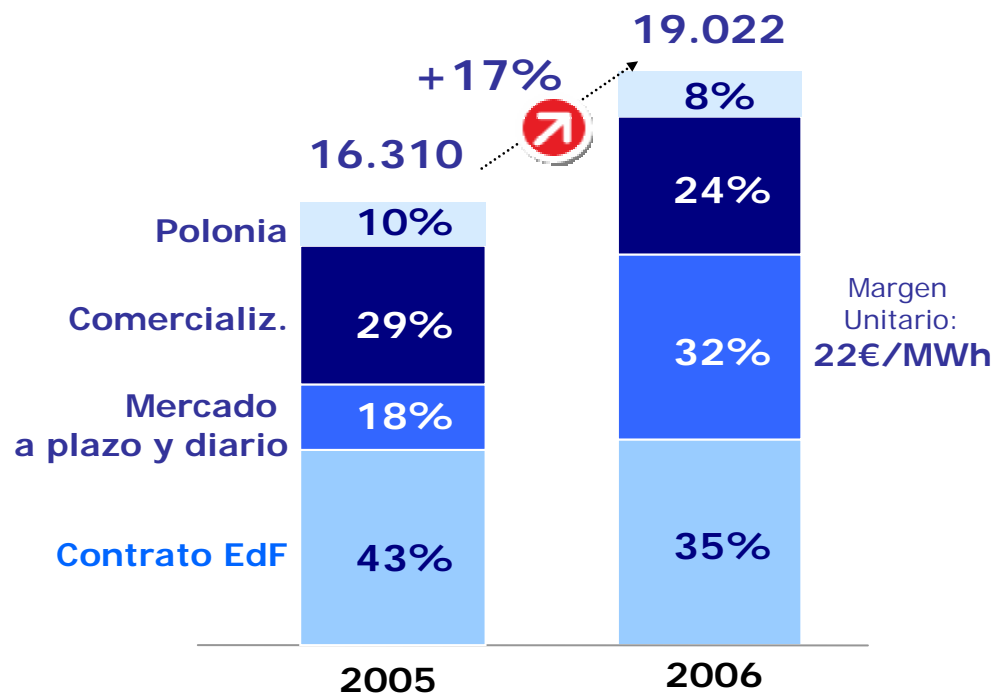
- **Incremento de la Producción: +10%**

- **Significativo desarrollo de la actividad de comercialización**
- **Margen Unitario de Energía: +18%**

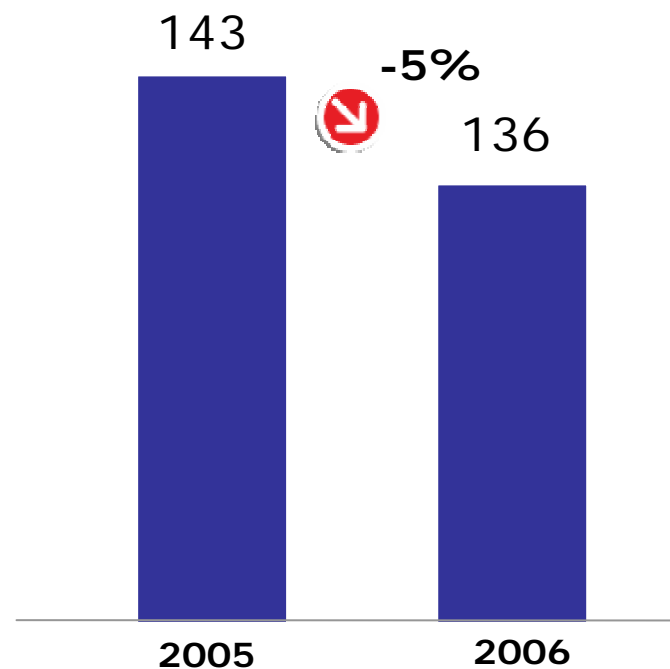
(1) Incluye producción y compras de energía

Snet: Diversificación de la cartera de las ventas y reducción de costes fijos

Desglose de Ventas (GWh)



Costes Fijos (M€)



- Creciente aportación de las ventas no ligadas al contrato con EdF
- Importante desarrollo de la comercialización

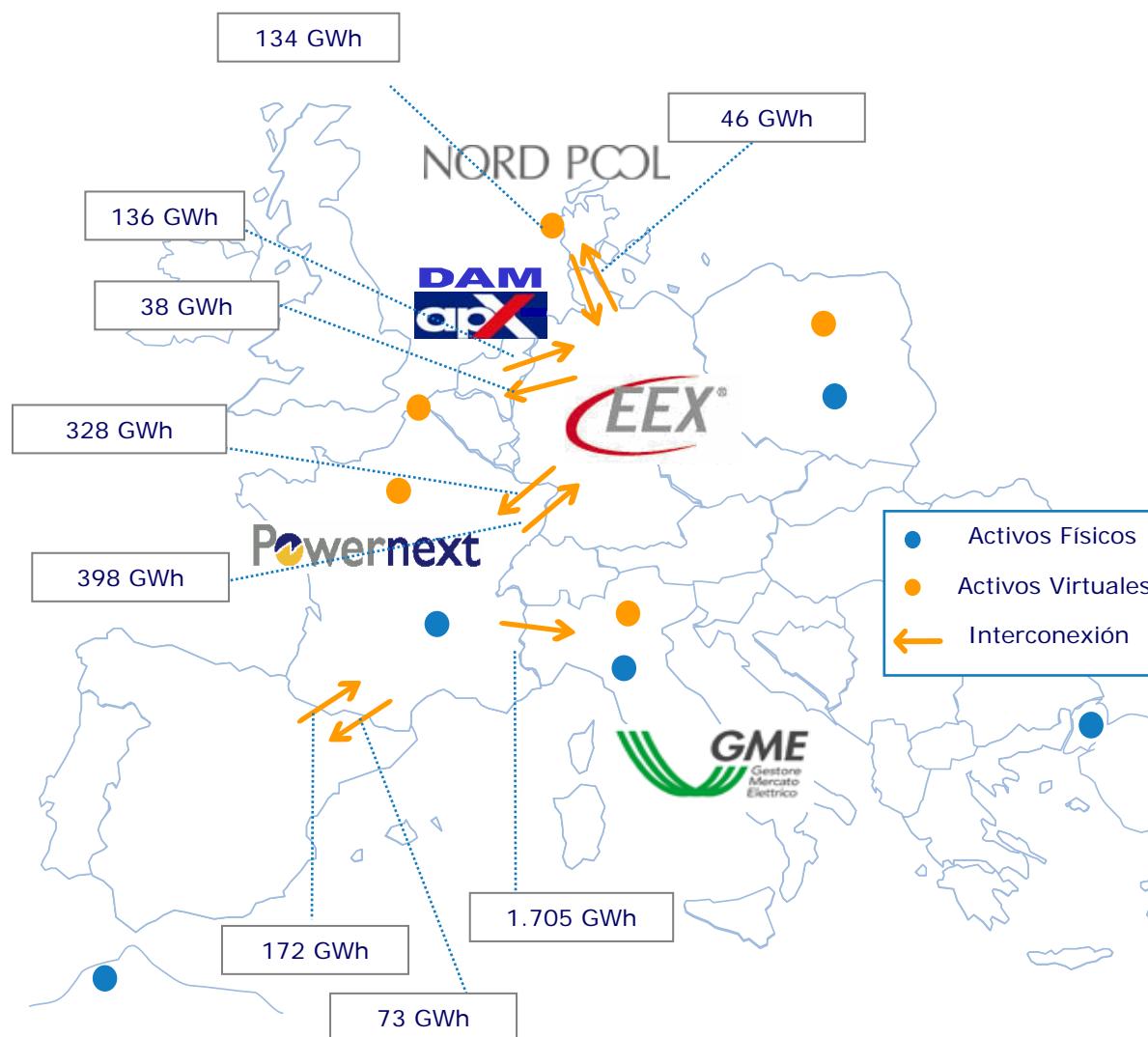
- Coste Fijo unitario: -18%
- Productividad (GWh vendido/Empleado): +22%

Gestión de la Energía: incremento de la actividad

EBITDA Trading: 42 M€

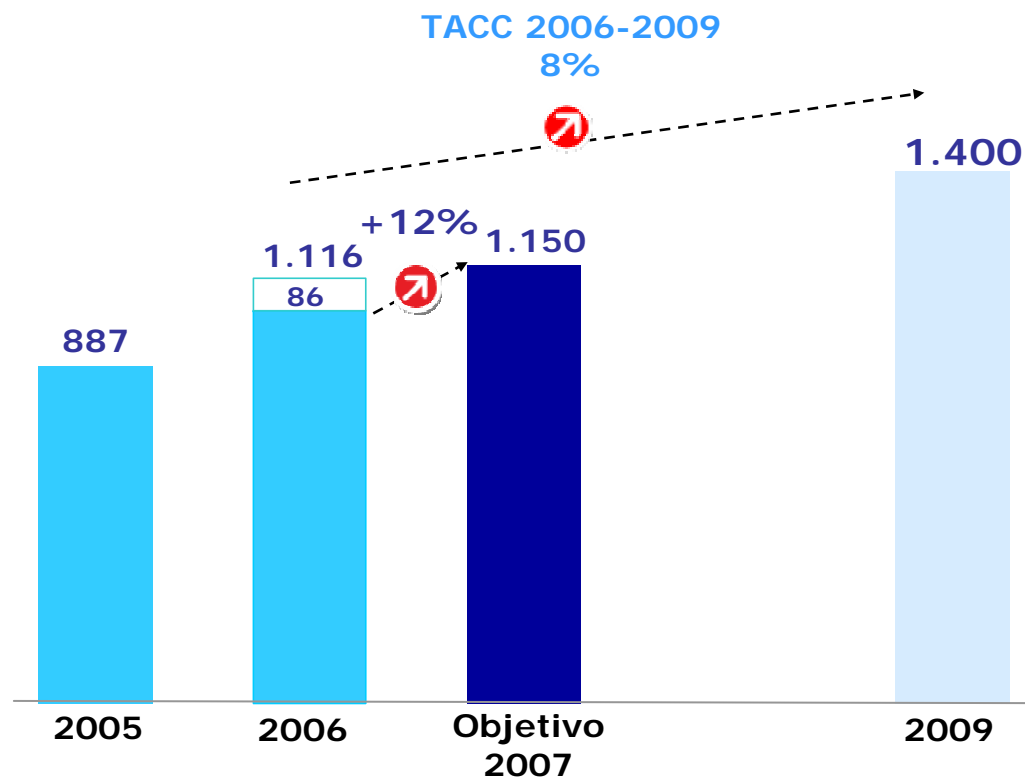
Aportaciones adicionales:

- Endesa Italia: 35 M€
- Snet: 10 M€



Perspectivas positivas para 2007-2009

EBITDA (M€)



Italia:

- Nueva Capacidad (CCGT y renovables)
- Acceso a gas competitivo
- Autoabastecimiento de certificados verdes

Francia:

- Nueva Capacidad (CCGT y renovables)
- Desarrollo de una cartera comercial más equilibrada

Nuevos Mercados








Resultados 2006



Latinoamérica

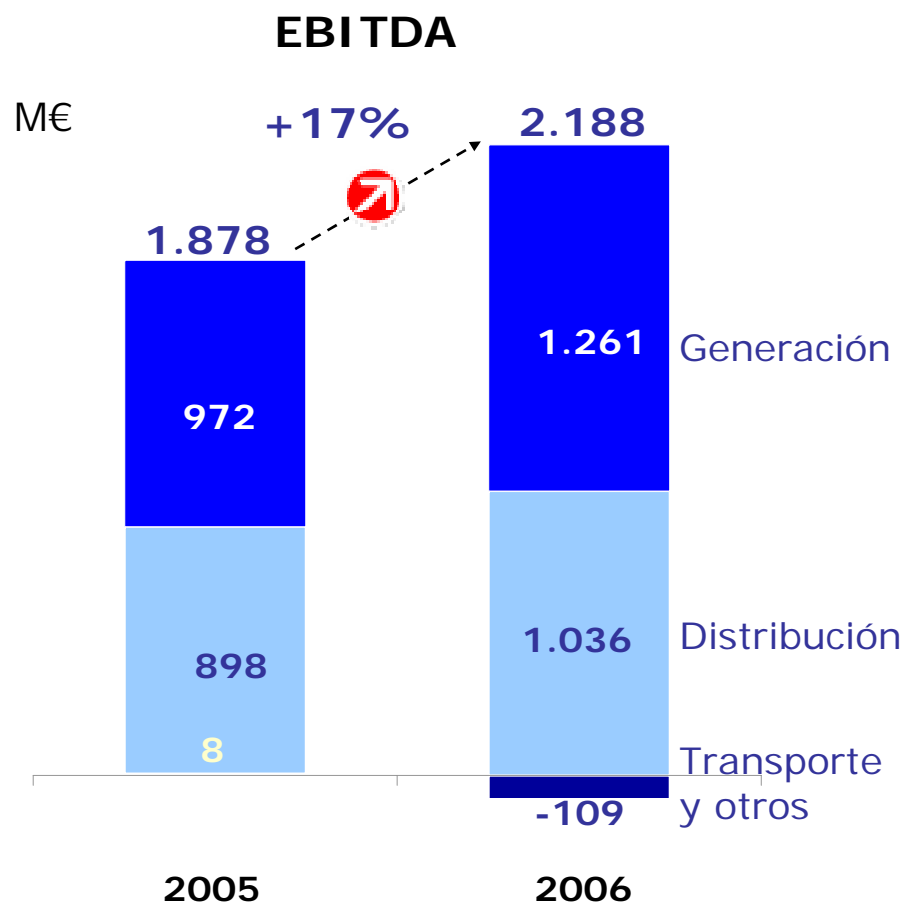


Fuerte crecimiento de resultados

M€	2005	2006	Variación
Ventas	5.149	5.927	+15% 
Margen de contribución	2.698	3.109	+15% 
EBITDA	1.878	2.188	+17% 
EBIT	1.376	1.688	+23% 
Gastos financieros netos	-540	-513	-5% 
Resultado Neto antes de minoritarios	710	1.137	+60% 
Resultado Neto ⁽¹⁾	262	462	+76% 

(1) Incluye en 2006, 101 M€ por el crédito fiscal de la fusión Chilectra-Elesur (+38% sin este efecto)

Crecimiento orgánico sostenido y rentable

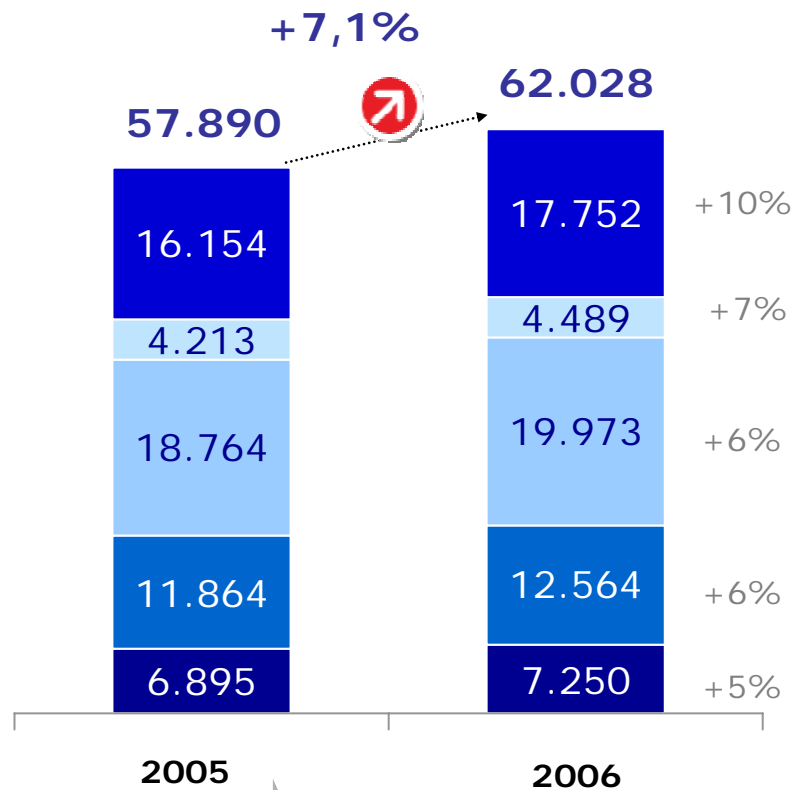


Claves del período

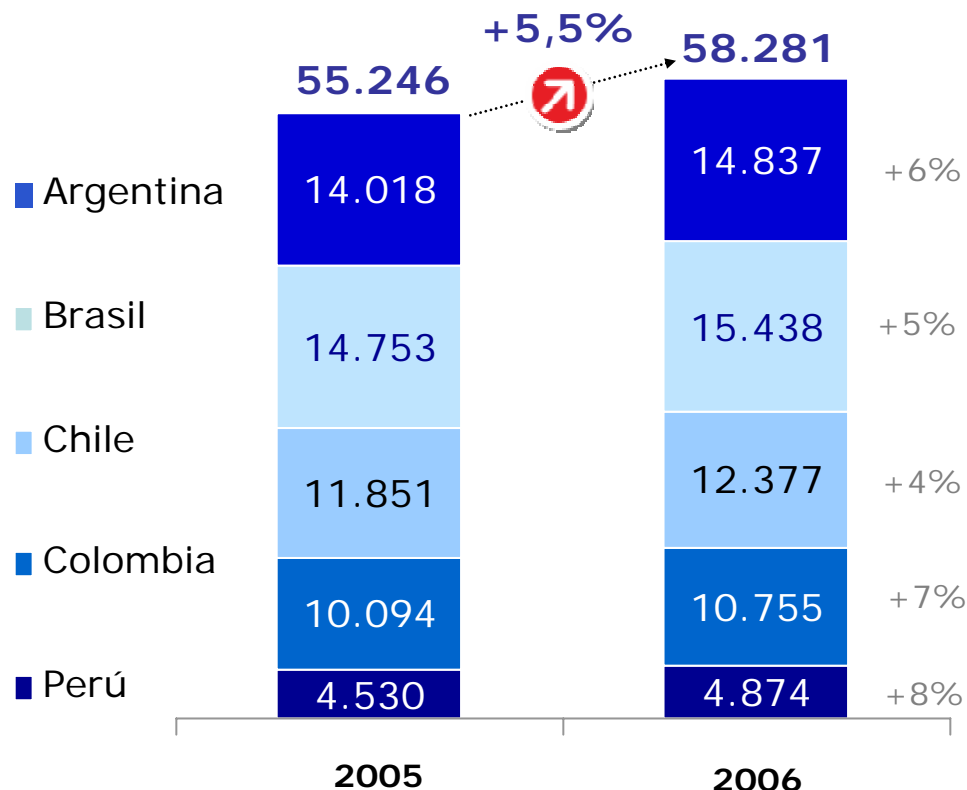
- Estabilidad macroeconómica y de tipos de cambio medios
- Elevado crecimiento de la demanda en todos los países
- Mejoras de márgenes unitarios en Generación y Distribución
- Positivos avances en regulación
- Retornos de caja en línea con el Plan Estratégico

Fuertes crecimientos de producción y ventas

Generación (GWh)



Distribución (GWh)



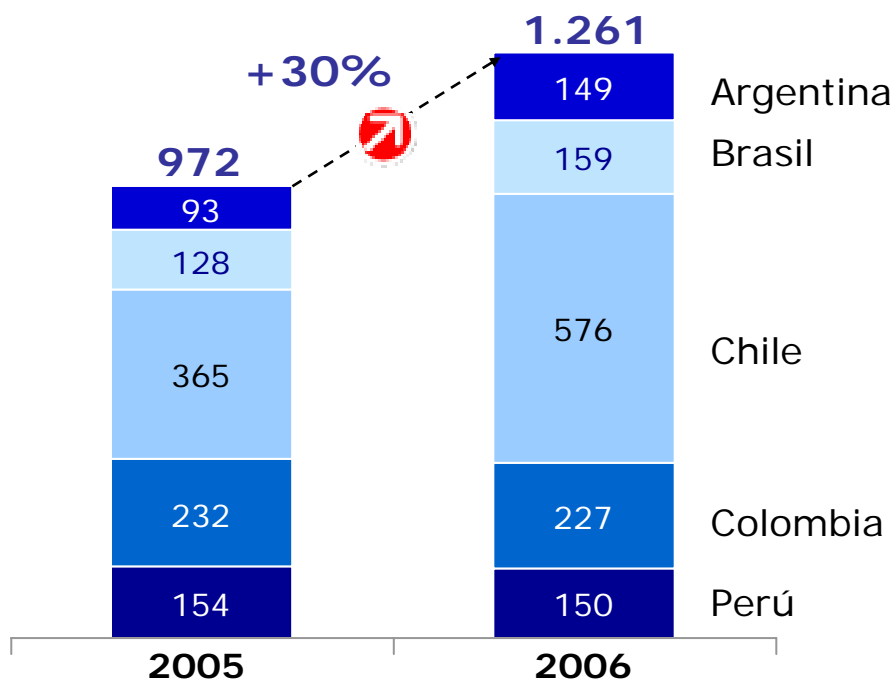
Plan Estratégico 2004-2009

+3,5% TACC

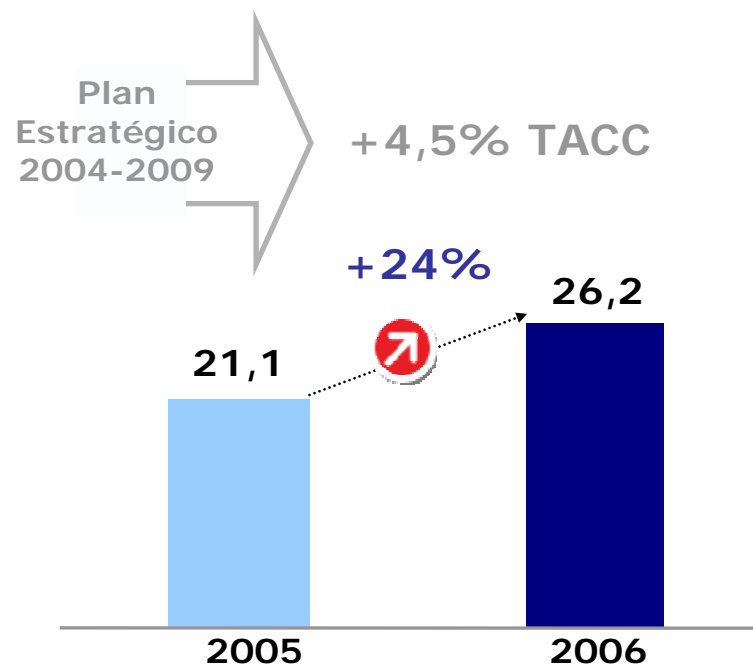
+5,0% TACC

Fuerte crecimiento del EBITDA en Generación, fundamentalmente en Chile

EBITDA generación (M€)

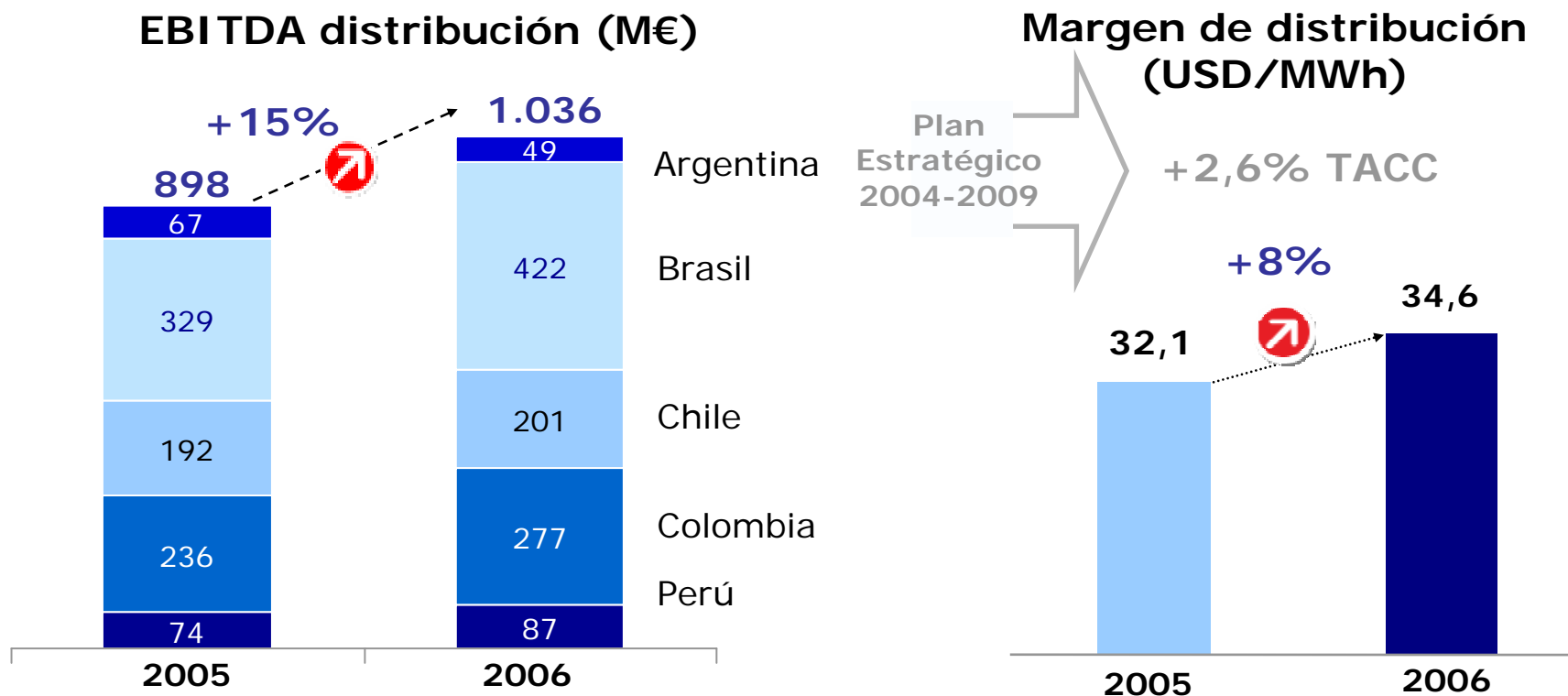


Margen de generación (USD/MWh)



- Aumento de precios mayoristas en Chile y Argentina
- Menores costes de combustibles por mejor mix de producción

Fuerte crecimiento del EBITDA en distribución, especialmente en Brasil



- Mejora del margen unitario de distribución especialmente en Brasil por:
 - Incrementos de la demanda y mejora del "pass-through"
 - Mejoras operativas: reducciones de pérdidas

Positivos avances en regulación

ARGENTINA

- **Aumento de las tarifas en Edesur.** A finales de 2006 se firmó el Decreto que reconoce un aumento del 38% del VAD de Edesur con carácter retroactivo desde Noviembre de 2005. No incluido en los resultados de 2006.

BRASIL

- **Aumento de tarifas en Ampla y Coelce:** del 2,9% y 10% respectivamente en marzo y abril.
- **Perfeccionamiento de la metodología de la fijación de tarifas en la distribución** Se redefinen las Bases de Remuneración de los activos por 10 años y el cálculo de la tasa de remuneración (WACC).

CHILE

- **Licitaciones de energía a largo plazo:** Se realizaron las primeras licitaciones de energía a largo plazo (15 años) en aplicación de la Ley Corta II, cubriendo la demanda de las distribuidoras para el periodo 2010-2024 a precio fijo con repase garantizado.

COLOMBIA

- **Consolidación de la remuneración de la potencia:** Se define el nuevo Cargo por Confiabilidad que retribuye la potencia firme de las generadoras.

PERÚ

- **Cambio de Ley - Contratos de largo plazo:** Se aprueba la realización de licitaciones a largo plazo (hasta 10 años) a precio fijo con "pass-through" garantizado.

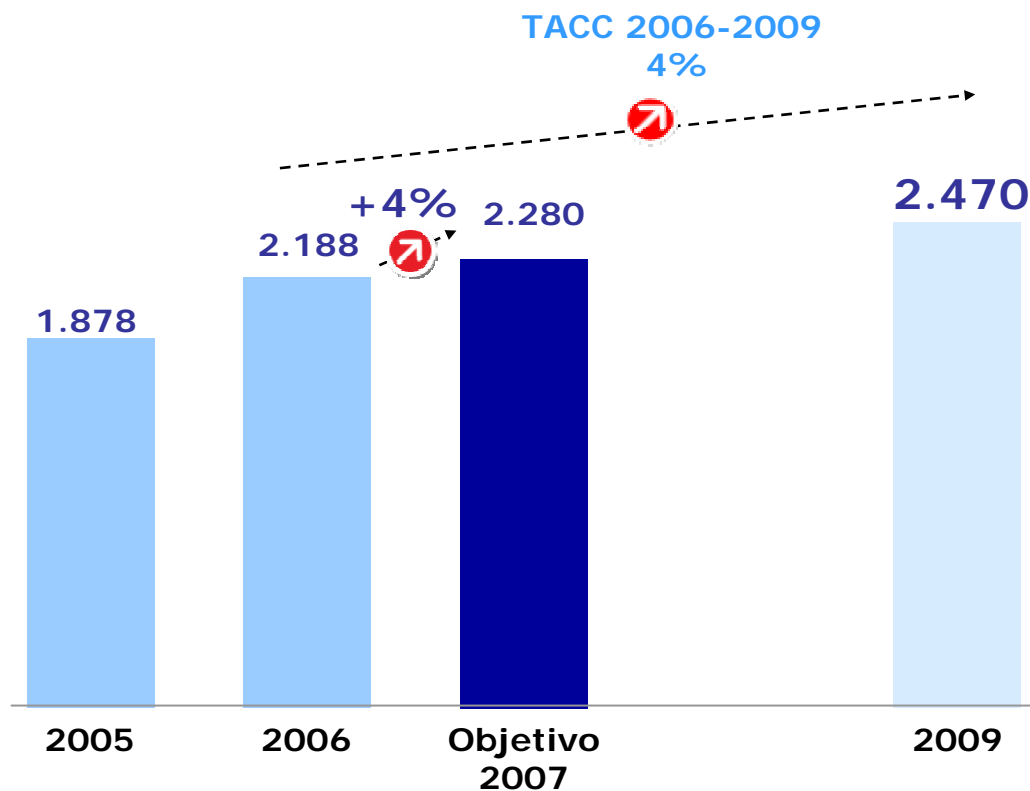
Retornos de caja en línea con el Plan Estratégico

Millones de USD	2005	2006	Total
Dividendos e intereses	86	121	207
Reducciones de Capital y otros	195	132	327
Desinversiones	27		27
Total	308	253	561

- Plan Estratégico 2005-09: 1.600 MUSD
- Posibilidad de retornos de caja adicionales de 1.000 MUS\$ por reordenaciones societarias y Endesa Brasil

Perspectivas positivas para 2007-2009

EBITDA (M€)



- Nueva Capacidad, especialmente en Chile
- Incremento de clientes: 1,3 millones
- Mejora regulatoria en Argentina

Resultados 2006

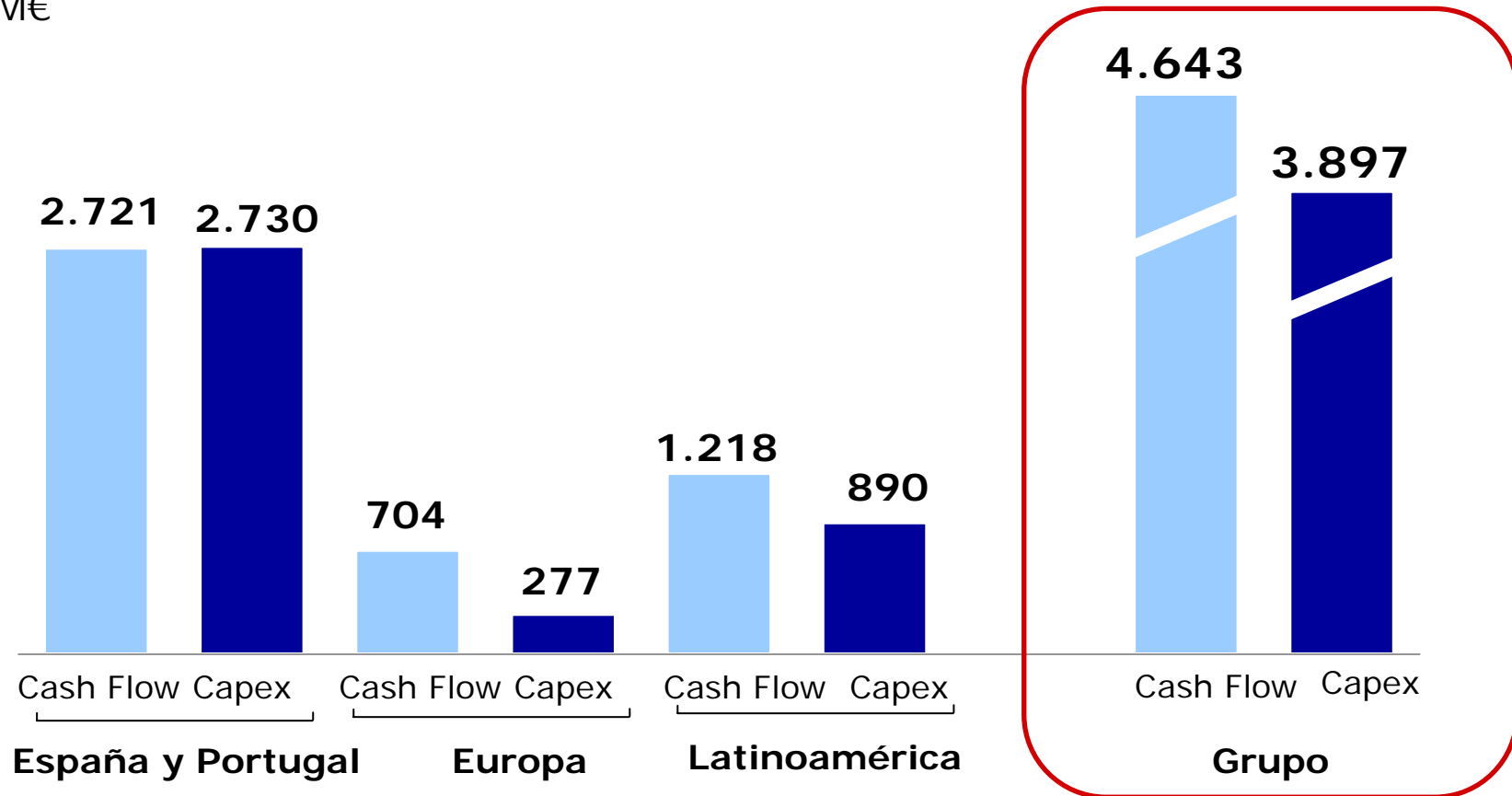


Análisis Financiero



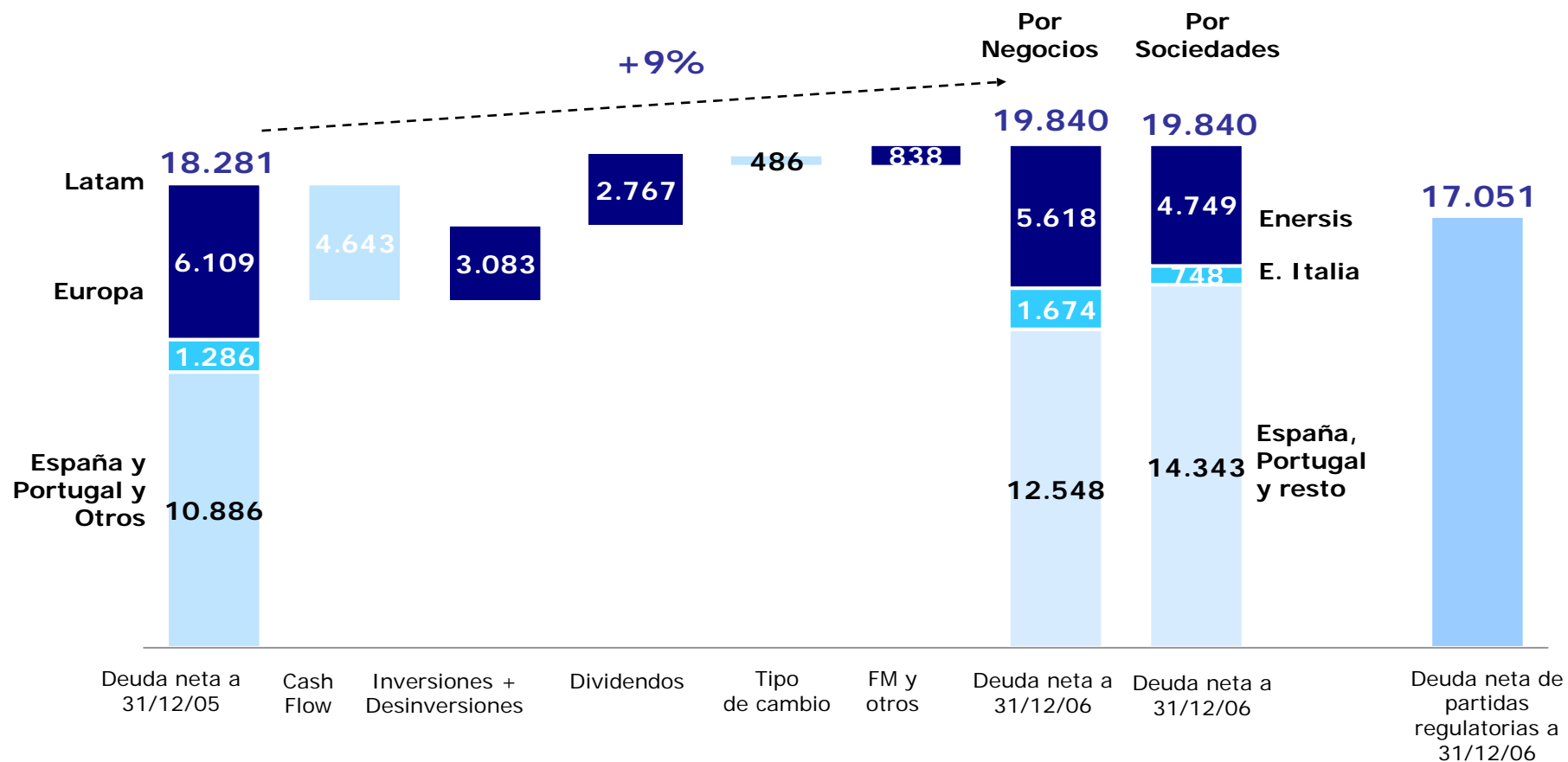
Cash Flow positivo

M€



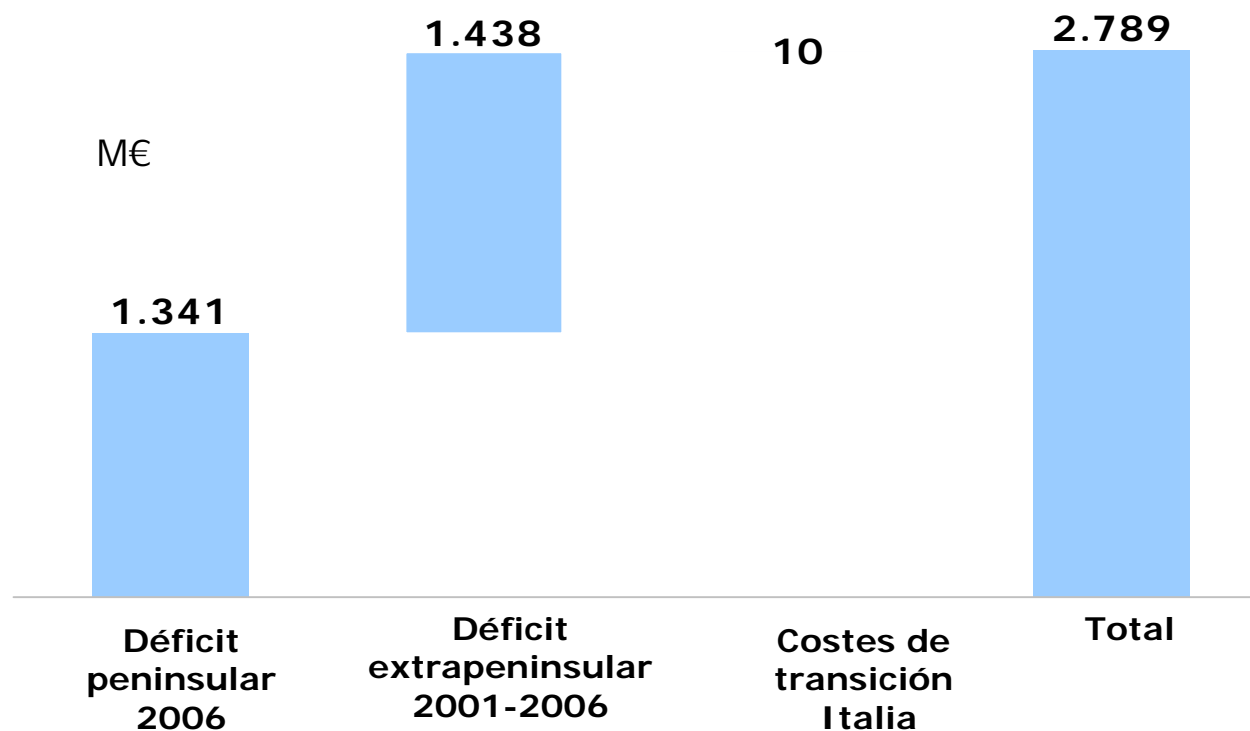
Evolución de la deuda

M€



Deuda neta de partidas regulatorias: 17.051 M€

Partidas regulatorias reconocidas pendientes de cobro

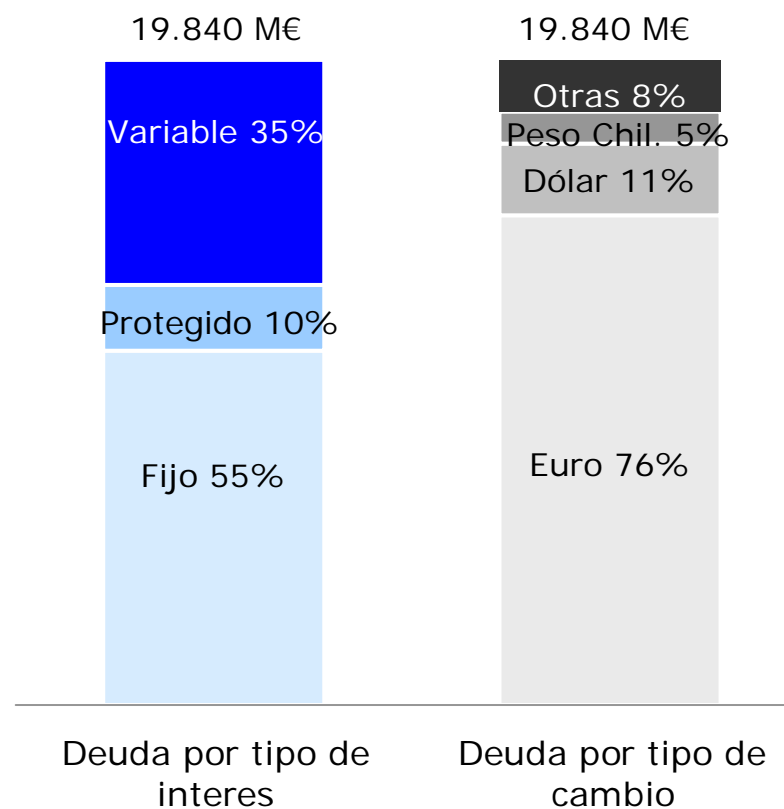


- Formalizada en noviembre la cesión del derecho de cobro del déficit peninsular 2005 por 1.676 M€

Favorable estructura de la deuda en un entorno de tipos crecientes

- **Estructura de la deuda:**
 - Deuda a tipo fijo o protegido: 65%
 - Deuda denominada en la moneda de generación del cash flow
- **Coste medio de la deuda: 5,45%:**
 - Endesa sin Enersis: 4,19%
 - Enersis: 9,12%
- **Vida media de la deuda: 5,2 años**
- **Liquidez de Endesa:**
 - Endesa sin Enersis: 6.197 M€
 - Enersis: 1.218 M€

Estructura de la deuda



Conclusiones

- **Excelentes resultados en 2006 en todos los negocios**
- **Continua superación de los objetivos comprometidos**
- **Positivas perspectivas para 2007-2009**
- **Plan de Inversiones que garantiza el crecimiento a largo plazo**
- **Cartera de negocios única en mercados de gran atractivo**
- **Equipo humano experimentado y comprometido**

Oferta de E.ON

- **Informe del Consejo de Administración de Endesa**
- **Hitos de la Oferta de E.ON**
- **Junta General Extraordinaria**

Informe del Consejo de Administración de Endesa

Sobre la Oferta de E.ON (38,75 €/acción)

- El Consejo de Administración de Endesa del 6 de febrero, por unanimidad de los asistentes, ha valorado favorablemente los términos de la Oferta de E.ON:
 - Es adecuada desde un punto de vista financiero.
 - Es íntegramente en metálico y se dirige al 100% de las acciones.
 - Mantiene el proyecto industrial de Endesa, su plan de inversiones y su plantilla.

Sobre las modificaciones estatutarias a las que E.ON ha condicionado su Oferta, entre ellas la eliminación de la norma que impide que un solo accionista pueda ejercer más del 10% de los derechos de voto

- El Consejo de Administración ha recomendado:
 - Que los accionistas participen en la Junta General Extraordinaria convocada al efecto.
 - Que voten a favor de la aprobación de esas modificaciones estatutarias.
- **Los miembros del Consejo de Administración titulares de acciones de Endesa han manifestado su intención de votar a favor de las modificaciones estatutarias.**
 - **Caja Madrid ha manifestado también su intención de votar a favor de esas modificaciones.**

Hitos de la oferta de E.ON

Aceptación

- 26 de enero** ▪ Inicio del período de aceptación de la OPA de E.ON
- 6 de febrero** ▪ Informe del Consejo de Administración sobre la OPA de E.ON
- 8 de febrero** ▪ Publicación de la convocatoria de la Junta Gral. Extraordinaria
- 20 de marzo** ▪ Junta General Extraordinaria (1ª convocatoria)
- 21 de marzo** ▪ Se inicia el pago de la prima de asistencia
- 29 de marzo** ▪ Final del período de aceptación de la OPA de E.ON

Liquidación

- A partir del 30 de marzo** ▪ Se hace público el resultado positivo o negativo de la OPA
- Liquidación bursátil en caso de resultado positivo

Junta General Extraordinaria

Interés para los accionistas de Endesa

- E.ON ha condicionado su Oferta a la **aprobación de determinadas modificaciones estatutarias**, entre ellas la eliminación de la norma que impide que un solo accionista pueda ejercer más del 10% de los derechos de voto.
- La aprobación de esta modificación requiere el **voto favorable de más del 50% del capital social**.
- Si no se aprueban esas modificaciones por la mayoría exigida, **E.ON podría retirar su Oferta⁽¹⁾**.

Los acuerdos de la Junta pueden ser decisivos para el futuro de la OPA de E.ON

Los accionistas que deseen aceptar la OPA de E.ON están interesados en participar en la Junta General Extraordinaria y votar a favor de las modificaciones estatutarias, siguiendo la recomendación del Consejo de Administración.

No participar en la Junta equivale a votar en contra de las modificaciones establecidas por E.ON como condición de su Oferta.

(1) Ver Folleto explicativo de la OPA de E.ON

Cómo participar en la Junta General Extraordinaria

Accionistas con títulos custodiados en España

- Delegación de voto:
 - Entrega de la tarjeta de asistencia firmada en la sede u Oficinas de Endesa, o en los Bancos o Cajas depositarios de las acciones.
- Voto por correo.
- Voto por comunicación electrónica.
- Voto presencial en la Junta.

Más información

900 666 900
www.endesa.es

Accionistas con títulos custodiados fuera de España

- Voto por proxy:
 - Contacto con bancos custodios.
 - Asesoría de D.F.King.
- Voto por comunicación electrónica.
- Voto presencial en la Junta.

Más información

Europa: + (800) 5464-5464
EE.UU.: + 1 (800) 549-6746
www.endesa.es/egm

PRIMA DE ASISTENCIA

Los accionistas que participen en la Junta a través de cualquiera de estas formas recibirán 0,15 €/acción.

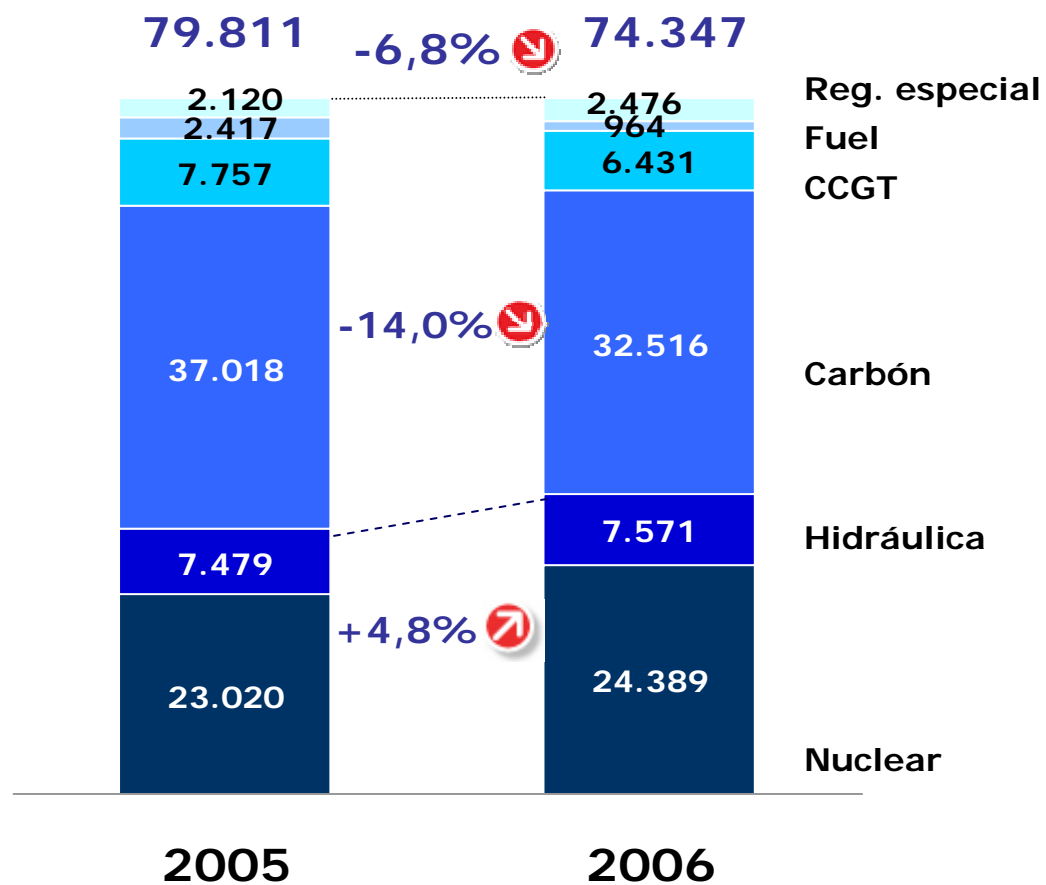


Back Up



Evolución de la generación en España y Portugal

Generación peninsular Endesa (GWh)



Impacto del RDL 3/2006

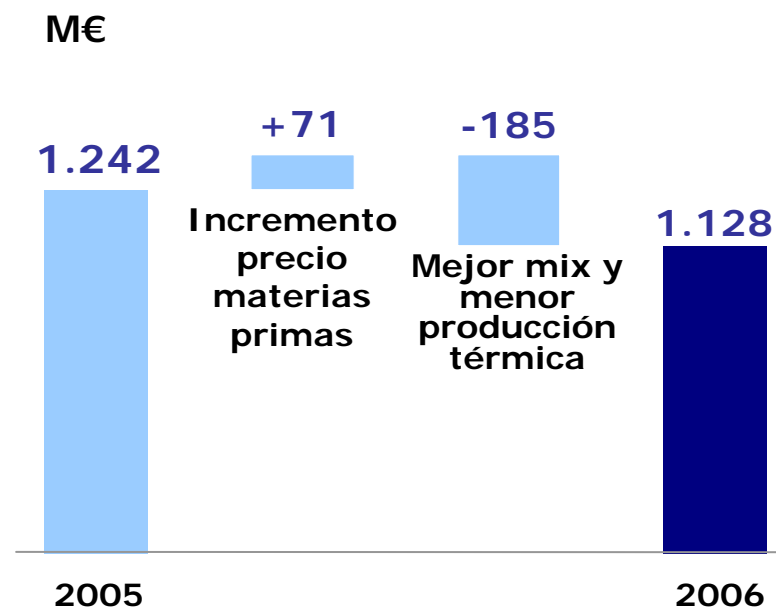
1) CRITERIOS MINORACION CO ₂ ALTERNATIVAS	M€
A. Contabilización RDL 3/2006 con la interpretación realizada por Endesa a lo largo de 2006	-121
B. Borrador de Orden Ministerial (100% del CO ₂ en mercados diarios e intradiarios):	-76
C. Borrador de Orden Ministerial e Informe CNE (Efecto CO ₂ en tecnología marginal en mercados diario e intradiario):	-113
2) CRITERIO PRECIO PROVISIONAL	M€
Impacto del cap de precios a 42,35 €/Mwh frente a precios de mercado	-224
IMPACTO NETO:	-345 M€

Coste de combustible peninsular competitivo

Desglose de coste unitario del combustible peninsular

€/MWh	2005	2006	Increment.
CCGT	30,4	34,5 ⁽²⁾	13,7%
Carbón nacional ⁽¹⁾	22,9	22,6	-1,3%
Carbón importado	19,0	19,7	3,3%
Fuel	53,8	86,0	60,0%
Media térmica convencional	25,2	26,1	3,5%
Media total	16,4	15,7	-4,0%

Desglose de los efectos en el coste de combustible



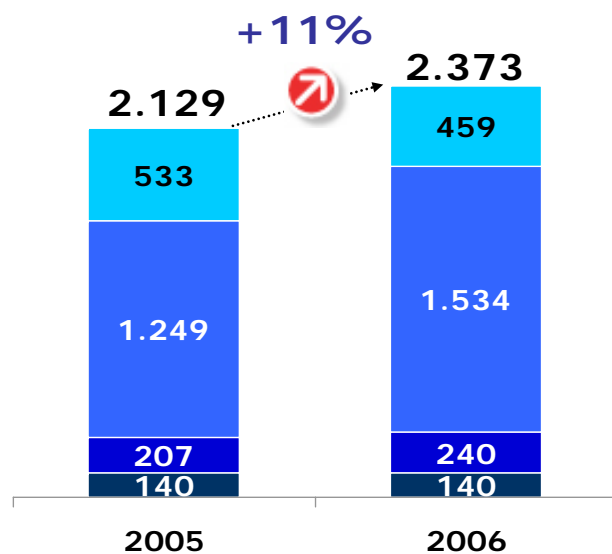
Moderación en la evolución del coste de combustible a pesar de la evolución de los precios internacionales

(1) Neto de primas de carbón. El coste bruto ha sido de 24,1 €/MWh en 2006 y 23,8 €/MWh en 2005. Incluye carbón de importación que se consume en centrales de carbón nacional.

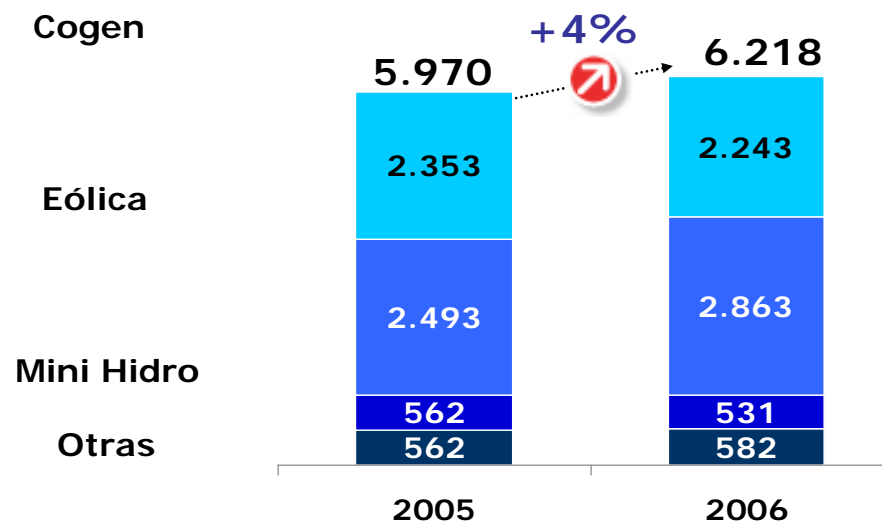
(2) 30,4 €/MWh sin incluir ATR.

Crecimiento en Régimen Especial

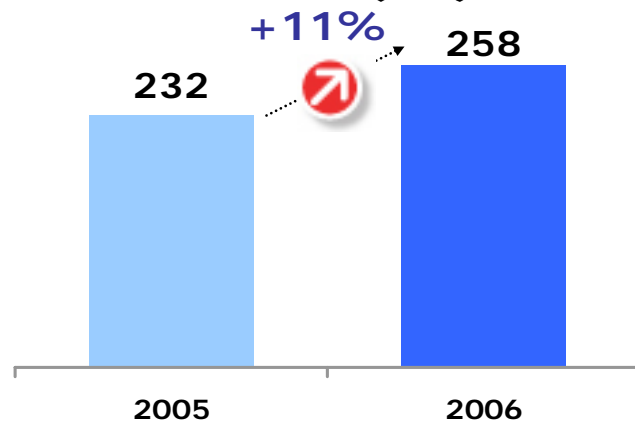
Potencia (MW) ⁽¹⁾



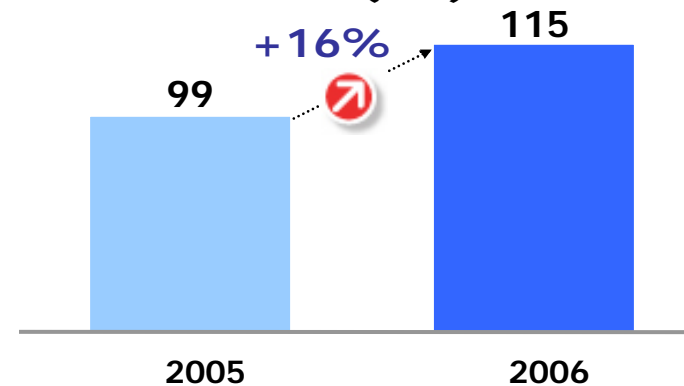
Producción (GWh) ⁽¹⁾



Ventas (M€)



EBIT (M€)



(1) 100% de los proyectos en los que participa Endesa

El aumento de actividad se basa en el crecimiento de la demanda y de la capacidad instalada

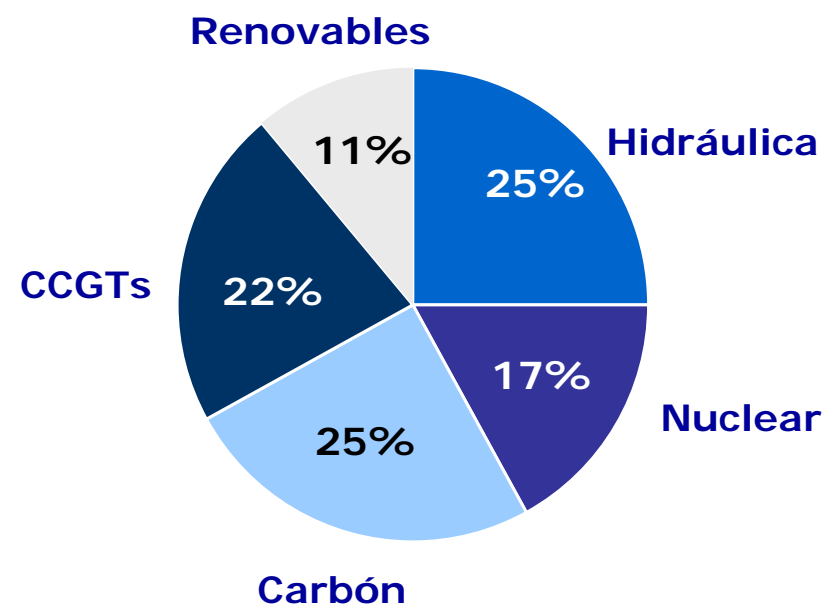
Nueva Potencia 2007-09

MW

CCGTs	+3.200 MW*
Extrapeninsulares	+850 MW
Renovables	+840 MW
Total Nueva Potencia	+4.890 MW
Potencia total prevista 2009	26.900 MW

Mix de generación peninsular previsto en 2009

Total=21.800 MW



* 2.400 MW de inversión directa. Adicionalmente 800 MW en Portugal explotado en tolling a través de un vehículo al 50% con otro socio

Italia: posición irreplicable en un mercado atractivo

- **Mejora del mix hasta 2009:**
800 MW de nuevos CCGTs

Total=7.700 MW

- **Acceso a gas más competitivo:**
Terminal Livorno (2 bcm)
GALSI (Gasoducto Cerdeña)

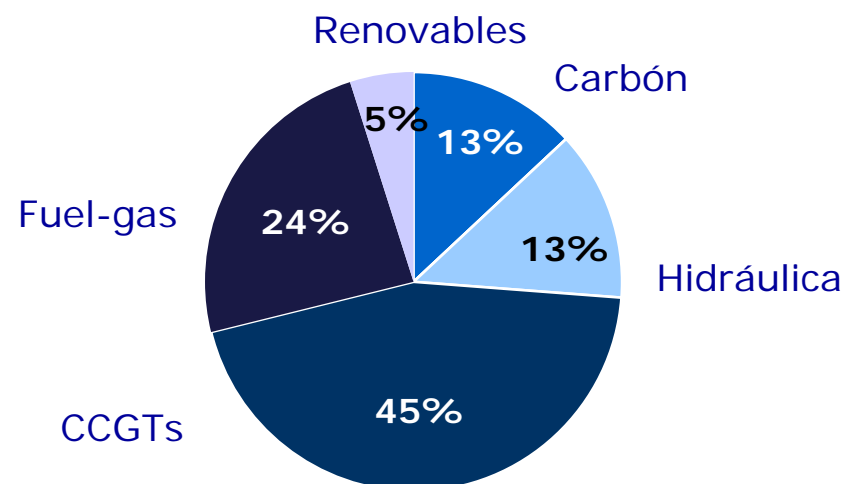
- **Autoabastecimiento de Certificados Verdes:**

216 MW eólicos nuevos (07-09)

Renovación 637 MW hidro

Biomasa: 305 GWh

Mix de generación previsto en 2009 (MW)



Buenas perspectivas para mantener el margen unitario en un escenario de precios a la baja

Crecimiento y mejora operativa en Latinoamérica

MW	Nueva Potencia 2007-09
CCGTs	+515 MW
Carbón	+220 MW
Hidráulica	+40 MW
Renovables	+50 MW
Total Nueva Potencia	+825 MW
-Chile	574 MW
-Otros	251 MW

Proyectos con entrada en operación posterior a 2009

- Aysen⁽¹⁾: 57% de 2.400 MW
- Otra Hidro Chile: 640 MW
- Térmica: 345 MW

- Incremento clientes Distribución 06-09: 1,3 M clientes
- Mejoras de eficiencia operativa (50 M €) por reducción pérdidas, mejora disponibilidad y reducción costes fijos

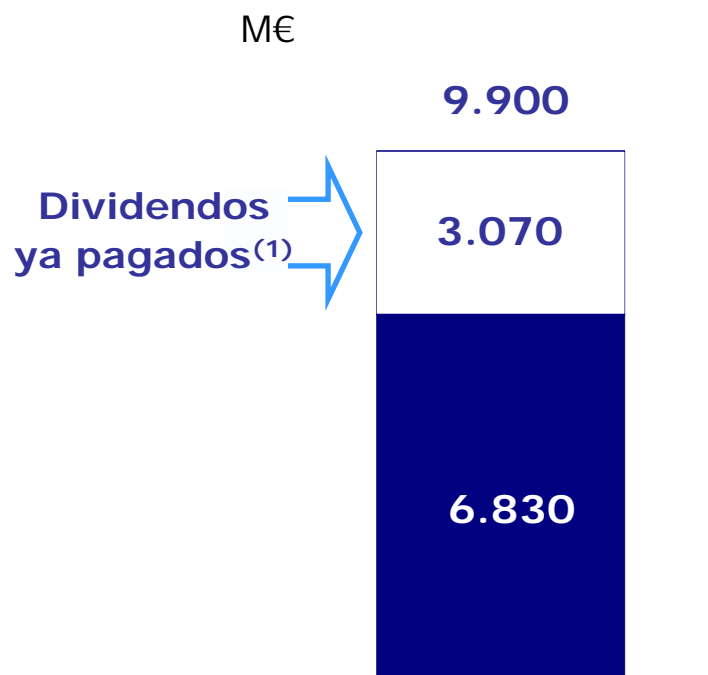
(1) Participación en energía atribuible a Endesa; 51% de participación societaria

Avances en la optimización de la estructura societaria

Creación Holding brasileño		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Realizada Octubre 2005 ▪ Entrada IFC (2,7%) en Endesa Brasil
Fusión de Chilectra y Elesur		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Realizada Marzo 2006
Fusión Etevensa y Edegel		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Realizada Junio 2006
Fusión Emgesa y Betania	Culminación en 2007	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aprobada fusión por respectivos Directorios en 2006 <div style="border: 2px solid red; border-radius: 15px; padding: 10px; margin-top: 10px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Mix de generación más equilibrado: menor volatilidad a la hidráulicidad ▪ Mejor estructura financiera </div>

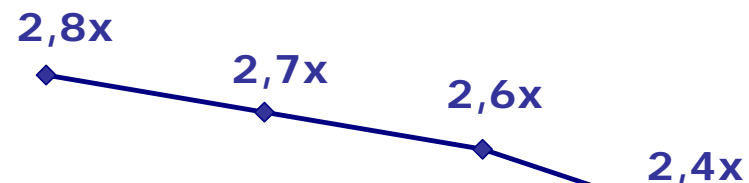
Flexibilidad financiera compatible con una elevada retribución al accionista

Compromiso Dividendos 05-09 ⁽²⁾

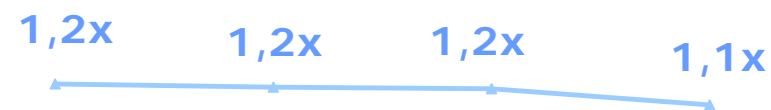


Flexibilidad Financiera

Deuda/EBITDA



Apalancamiento Deuda/(RRPP+min.)



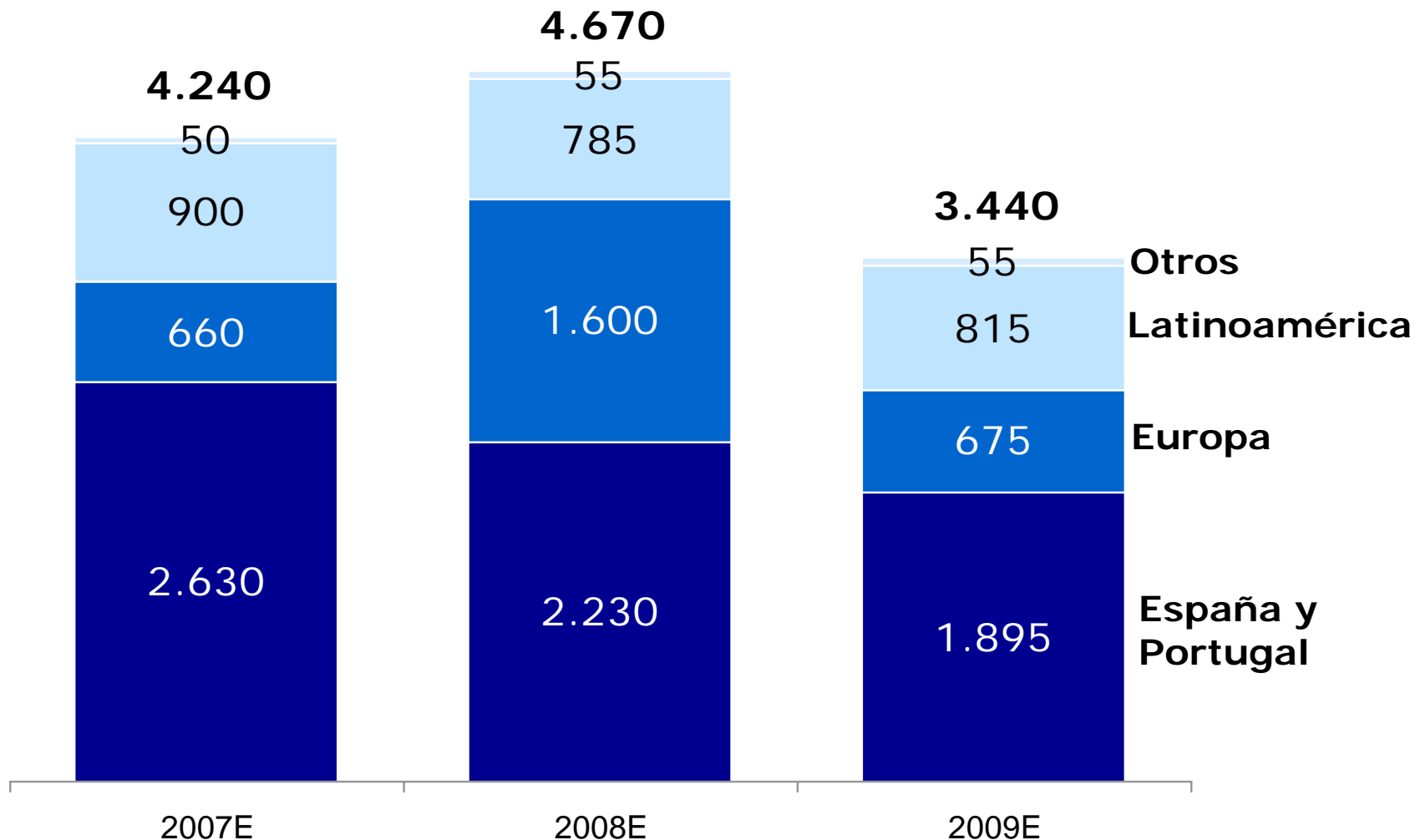
2006 2007E 2008E 2009E

(1) Dividendos pagados en 2006 2.541 M€: 1.200 M€ por actividades ordinarias, y 1.341 M€ por desinversiones de activos no estratégicos. Dividendo a cuenta pagado el 2 de Enero de 2007: 529 M €

(2) Política de dividendos a someter a Junta General de Accionistas

Plan de inversiones 07-09 anual (I)

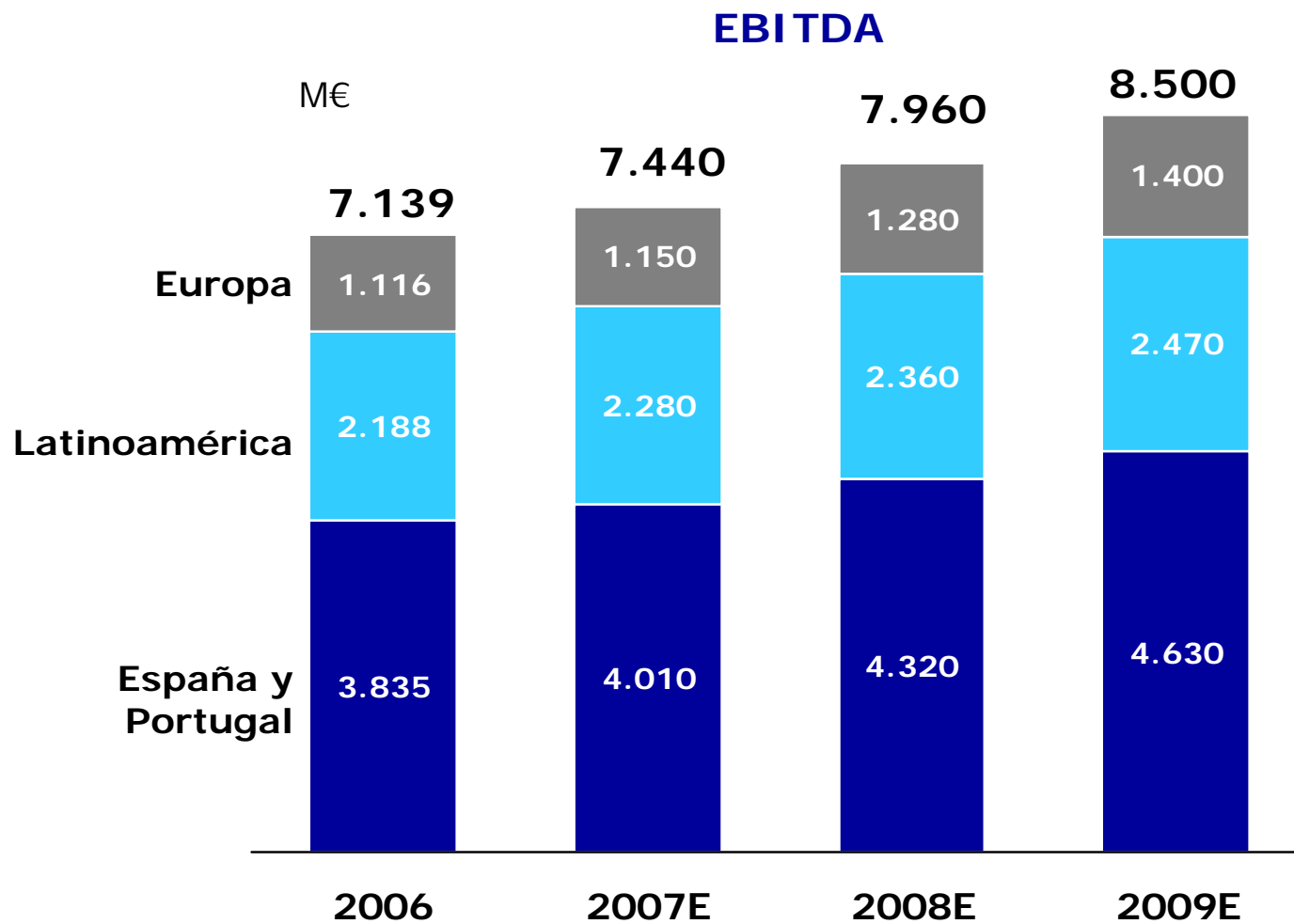
Millones de €



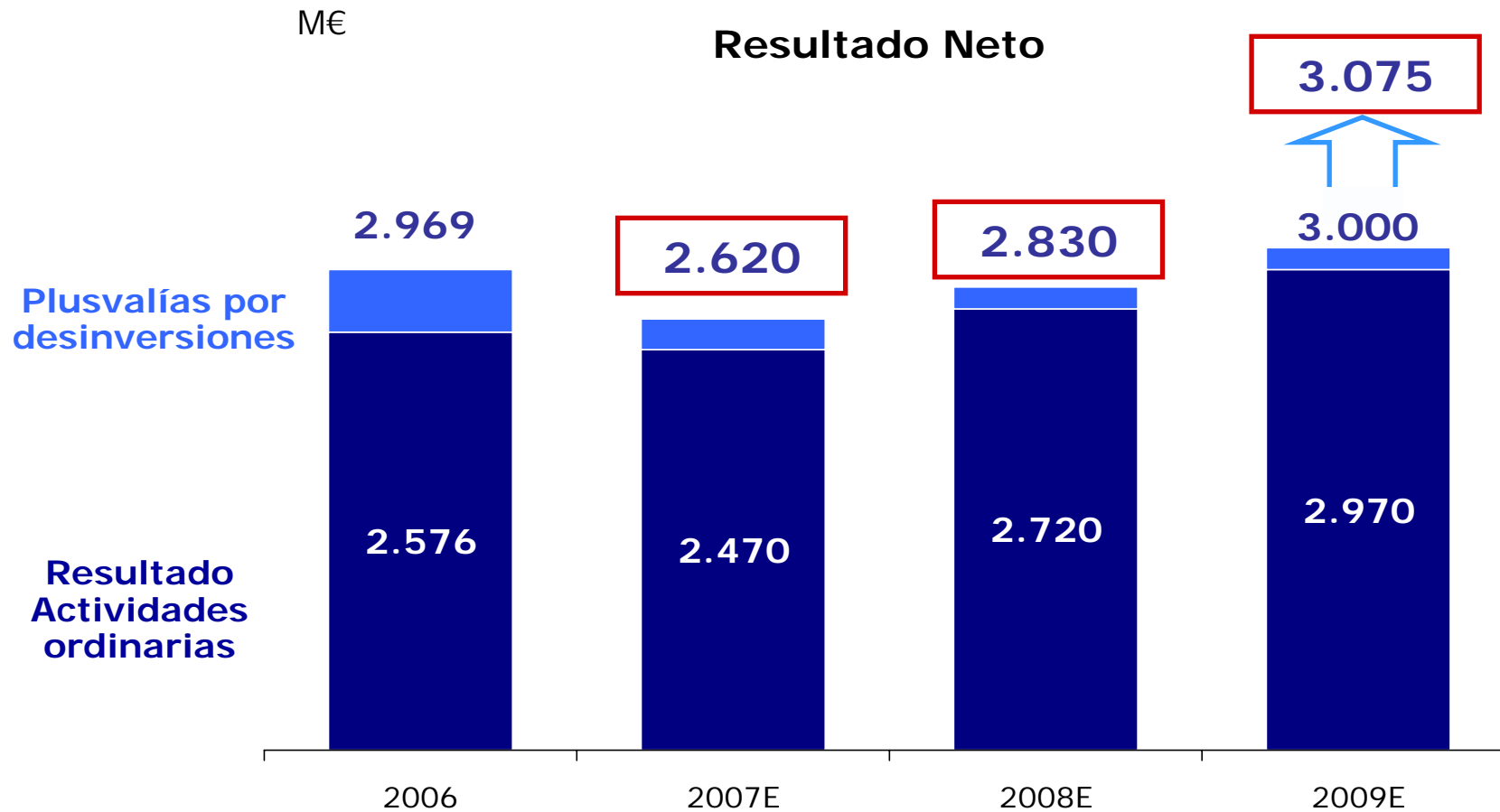
Plan de inversiones 07-09 anual (II)

Miles de millones €	2007E	2008E	2009E	2007-09
España y Portugal	2,6	2,2	1,9	6,7
Expansión	1,2	1,1	0,9	3,2
Mantenimiento	1,4	1,1	1,0	3,5
Europa	0,7	1,6	0,6	2,9
Expansión	0,5	1,5	0,5	2,5
Mantenimiento	0,2	0,1	0,1	0,4
Latinoamérica	0,9	0,8	0,8	2,5
Expansión	0,4	0,3	0,3	1,0
Mantenimiento	0,5	0,5	0,5	1,5
Otros	0,0	0,1	0,1	0,2
TOTAL	4,2	4,7	3,4	12,3

Detalle del crecimiento del EBITDA 2006-09 por negocios



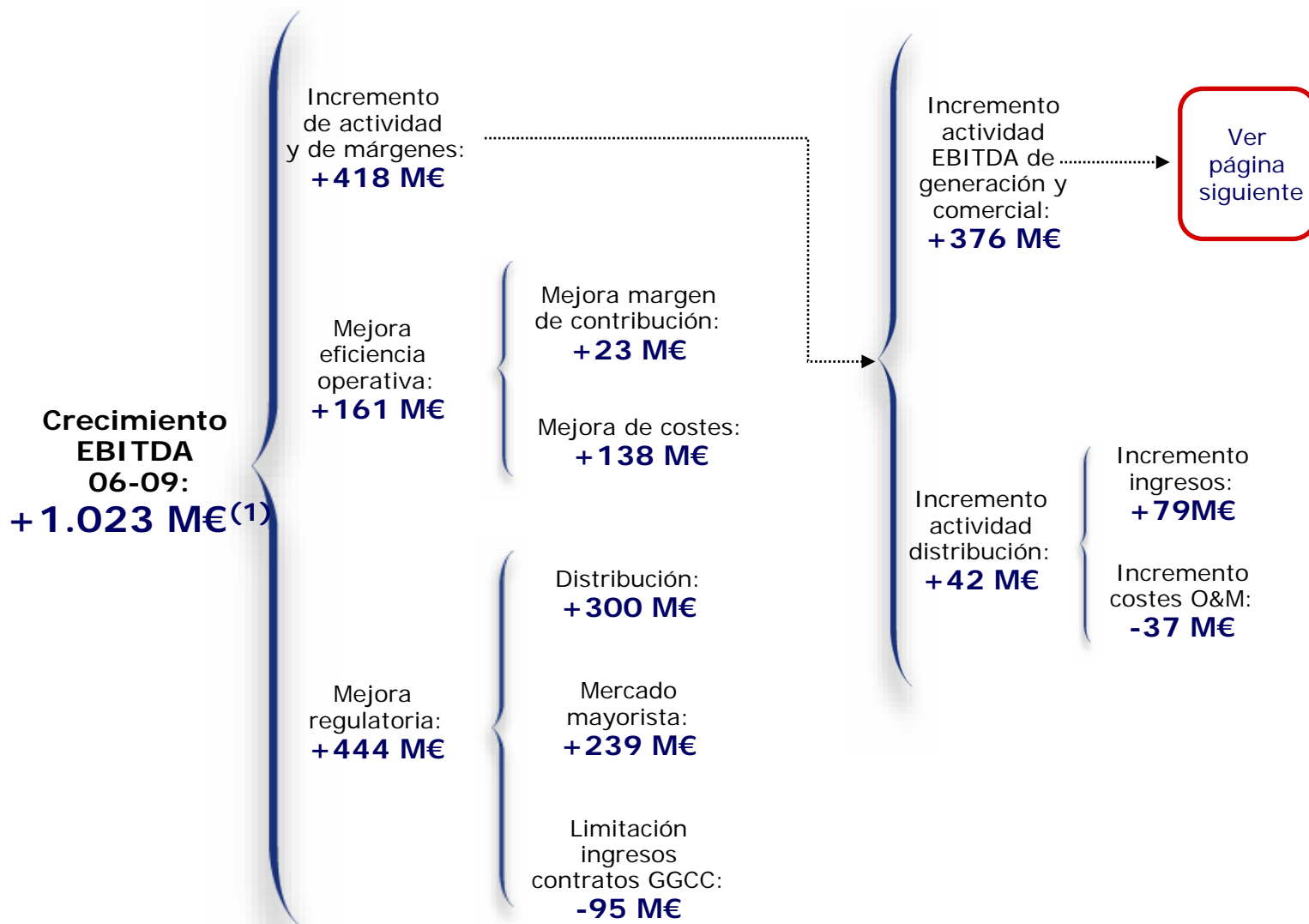
Crecimiento del Resultado Neto



Hipótesis macroeconómicas

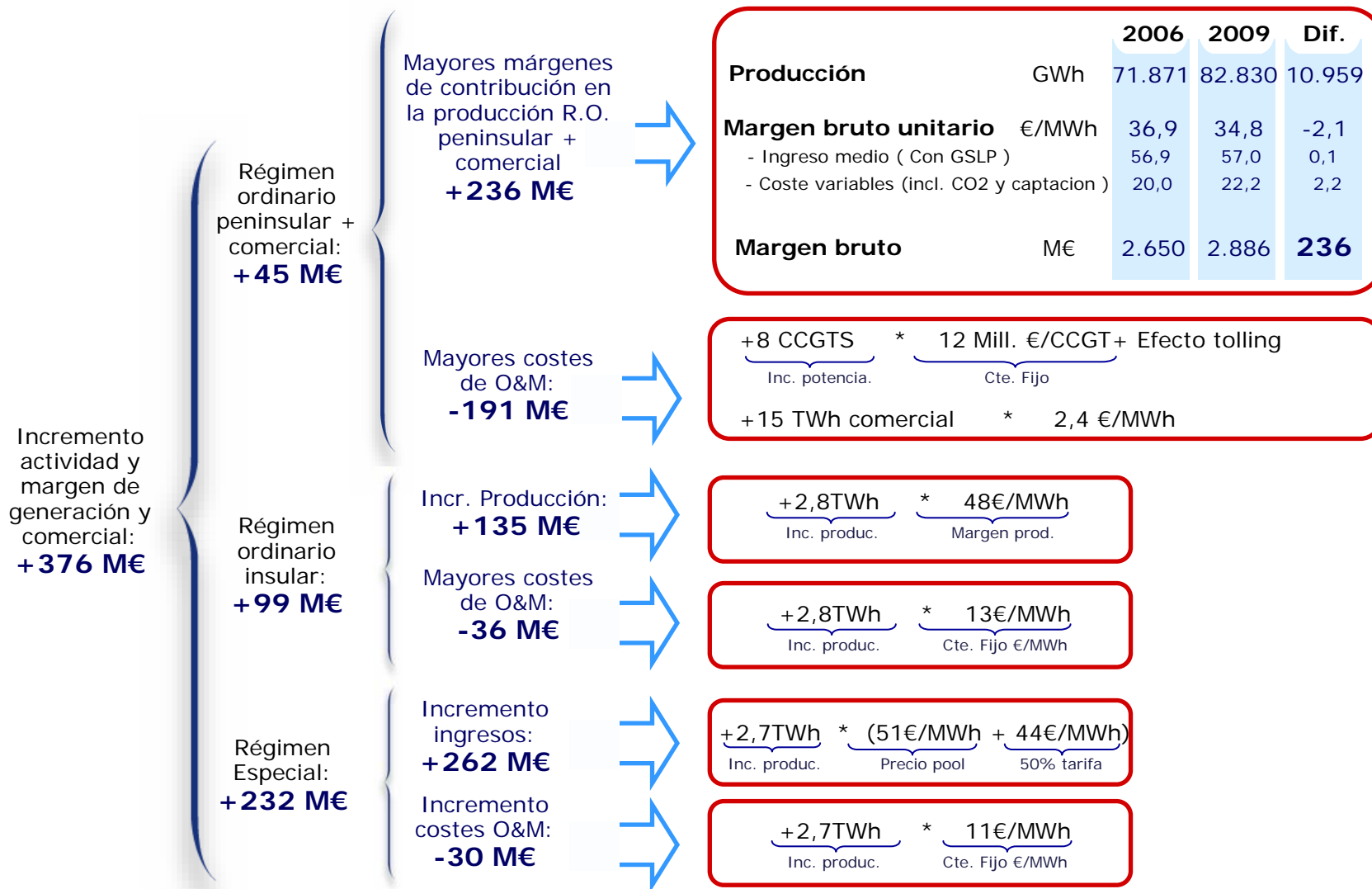
	Real 2006		2009E
	Cierre	Promedio	Medio
Tipo de cambio:			
€/ \$	1,32	1,26	1,27
Ch: Pesos/ \$	532,4	530,9	568
Arg: Pesos/ \$	3,06	3,10	3,27
Bra: Real / \$	2,14	2,18	2,49
Col: Pesos/ \$	2.239	2.363	2.689
Perú: Sol / \$	3,20	3,27	3,37
Tipo de interés:			
Euribor IRS 5A	4,13%	--	3,98%
LIBOR IRS 5A	5,04%	--	5,22%
Brent (\$/Barril)	60,1	65,4	52,5

España y Portugal: Crecimiento EBITDA 2006-2009 (I)



(1) Sin considerar en 2006 la recuperación del déficit histórico extrapeninsular (+ 227 M€).

España y Portugal: Crecimiento EBITDA 2006-2009 (II)



Hipótesis respecto al incremento de actividad

- Incremento de la producción en régimen ordinario peninsular de **11.000 GWh** habiendo instalado 3.200 MW de nueva capacidad:
 - ✓ 2.100 GWh de incremento en hidráulica (año 2006 muy seco)
 - ✓ 1.500 GWh de incremento en nuclear (paradas en 2006)
 - ✓ 9.700 GWh⁽¹⁾ de incremento en CCGT
 - ✓ 2.400 GWh⁽¹⁾ de reducción en carbón y fuel-gas
- Incremento de producción en las islas basada en el incremento de demanda (6% anual)
- Avance hacia la liberalización total. Incremento de ventas en mercado minorista en 15.000 GWh.
- Incremento de demanda 2006-2009 : 4% TACC
- Incremento de costes de O&M ligado al incremento de actividad: **294 M€**

Hipótesis de mercado en 2009

- Precio medio de mercado eléctrico incluyendo GSLP de 54€/MWh.
 - ✓ En línea con curvas "forward" en toda Europa
 - ✓ Coste de nuevo entrante o "long term marginal cost"
 - ✓ "Spark spread": 16 €/MWh
 - ✓ "Clean spark spread": 10 €/MWh
- Precio medio subyacente de venta en mercado minorista sin incluir GSLP de 56 €/MWh.
- Colocación de 2/3 de la producción en mercado minorista
- Coste de combustible de las tecnologías térmicas (sin incluir CO2)
 - ✓ CCGT 36 €/MWh
 - ✓ Carbón 21 €/MWh
- PNA que asigna a Endesa 21 Mtn anuales (aprox 50% necesidades). Coste de compra de los derechos de emisión: 17 €/ton
- Cobertura 60% déficit con CDMs a 10 €/ton

(1) Producciones basadas en similar utilización de carbón y CCGT en 2009 (~5.000 horas), a pesar de la mayor competitividad esperada del carbón (escenario conservador)

España y Portugal: Variación del margen bruto en la generación y comercialización

Evolución de producción y costes de combustible y CO2

Evolución del margen bruto

Año 2006

	Producción (GWh)	Coste combustible (€/MWh)	Coste CO2 (€/MWh)
Hidráulica	7.571	8,4	0,0
Nuclear	24.389	5,6	0,0
Térmica	39.911	24,2	3,2
TOTAL	71.871	16,2	1,8

- **Margen bruto unitario: 36,9 €/MWh**
 - Ingreso medio: 56,9 €/MWh
 - Coste variable: -18,0 €/MWh
 - Coste comercial: -2,0 €/MWh
- **Producción: 71.871 GWh**
- **Margen bruto: 2.650 M€**

Año 2009

	Producción (GWh)	Coste combustible (€/MWh)	Coste CO2 (€/MWh)
Hidráulica	9.700	6,9	0,0
Nuclear	25.885	6,6	0,0
Térmica	47.245	28,5	2,1
TOTAL	82.830	19,1	1,2

- **Margen bruto unitario: 34,8 €/MWh**
 - Ingreso medio: 57,0 €/MWh
 - Coste variable: -20,3 €/MWh
 - Coste comercial: -1,9 €/MWh
- **Producción: 82.830 GWh**
- **Margen bruto: 2.886 M€**

Diferencia margen bruto 2006 – 2009: +236 M€

España y Portugal: Hipótesis regulatorias

		Impacto EBITDA 2009 vs. 2006 (millones de €)
Distribución	Sustitución del esquema vigente hasta 2006 por nueva base de retribución y evolución basada en retribución a la inversión en extensión de red	+ 300
Mercado mayorista	Precios de mercado	
	Nuevo PNA 2008-12	+ 239
	Deducción de derechos gratuitos de CO ₂ 2006	
Contratos para GG.CC	Contratos en mercado libre vs situación actual en tarifa	-95
		+444

Este escenario contempla incrementos de tarifas para ir eliminando el Déficit progresivamente

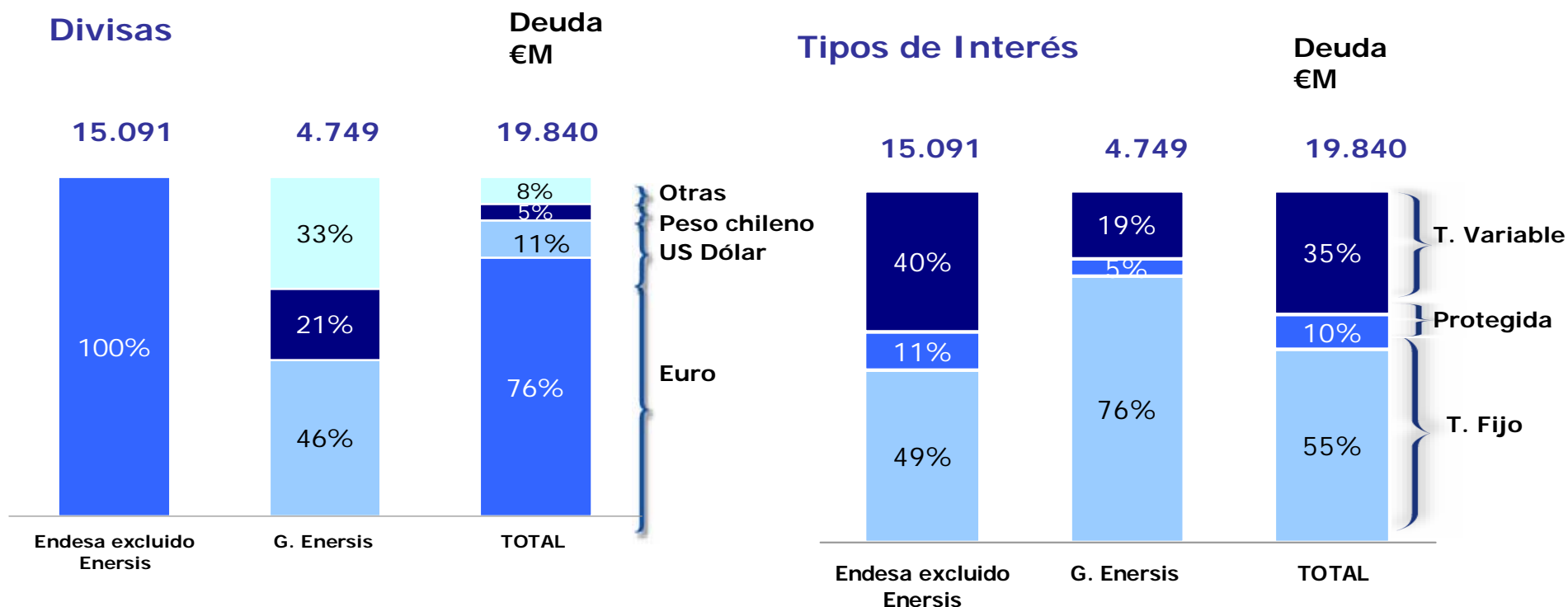
Principales magnitudes previstas en 2009

	2009E		
	NEEP	Europa	Latinoamérica
Potencia Total (GW)	26,9	13,5	15,1
Producción (TWh)	109	50	70
Ventas (TWh)	117	65	69
Clientes (Millones)	13,2	--	13,0
Consumo de Gas (bcm)	7,6	4,5	4,5

Estructura de la deuda acorde a las necesidades y el riesgo del negocio

Cobertura del riesgo de divisas

Cobertura del riesgo por tipos de interés

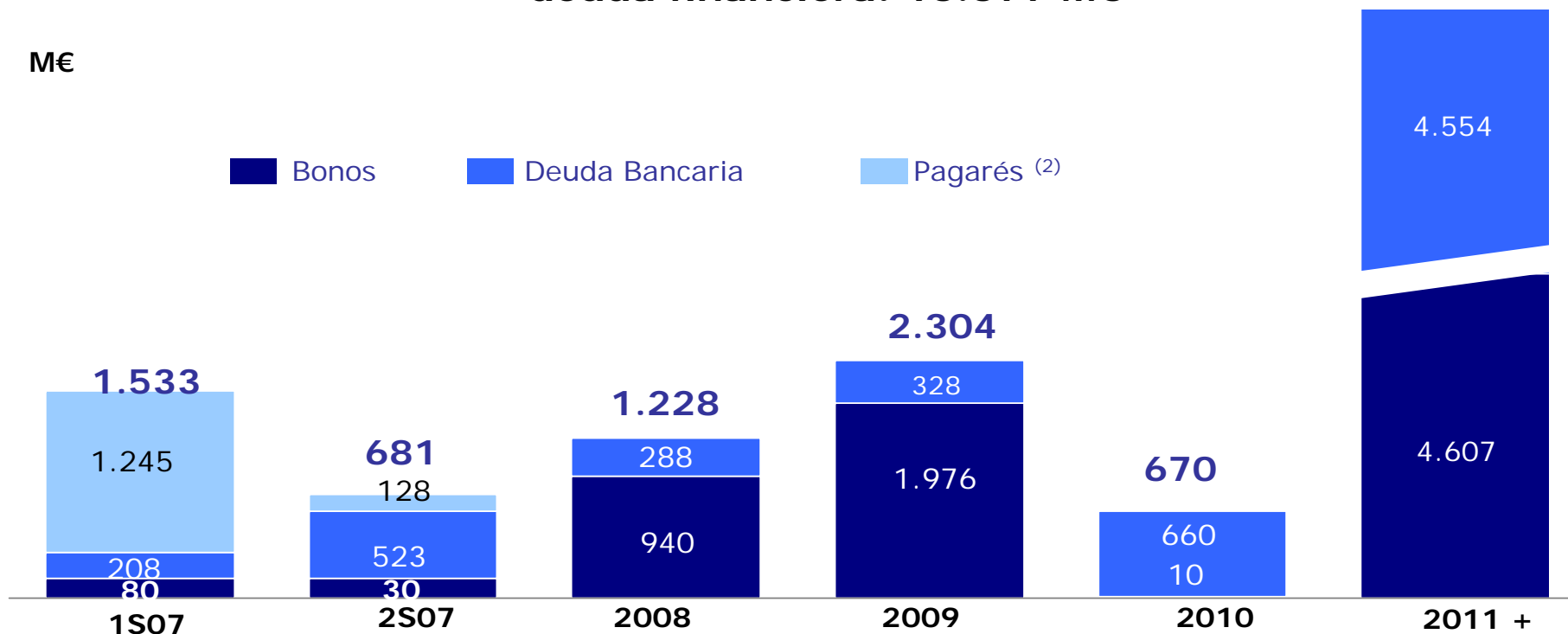


- El riesgo por tipo de cambio está limitado por la estrategia de denominar la deuda en la divisa en que se generan los flujos de caja
- El alto porcentaje de cobertura de los tipos de interés reduce la volatilidad del gasto financiero

Vencimiento de la deuda de Endesa excluido Enersis

Saldo de los vencimientos del principal de la deuda financiera: 15.577 M€ ⁽¹⁾

M€



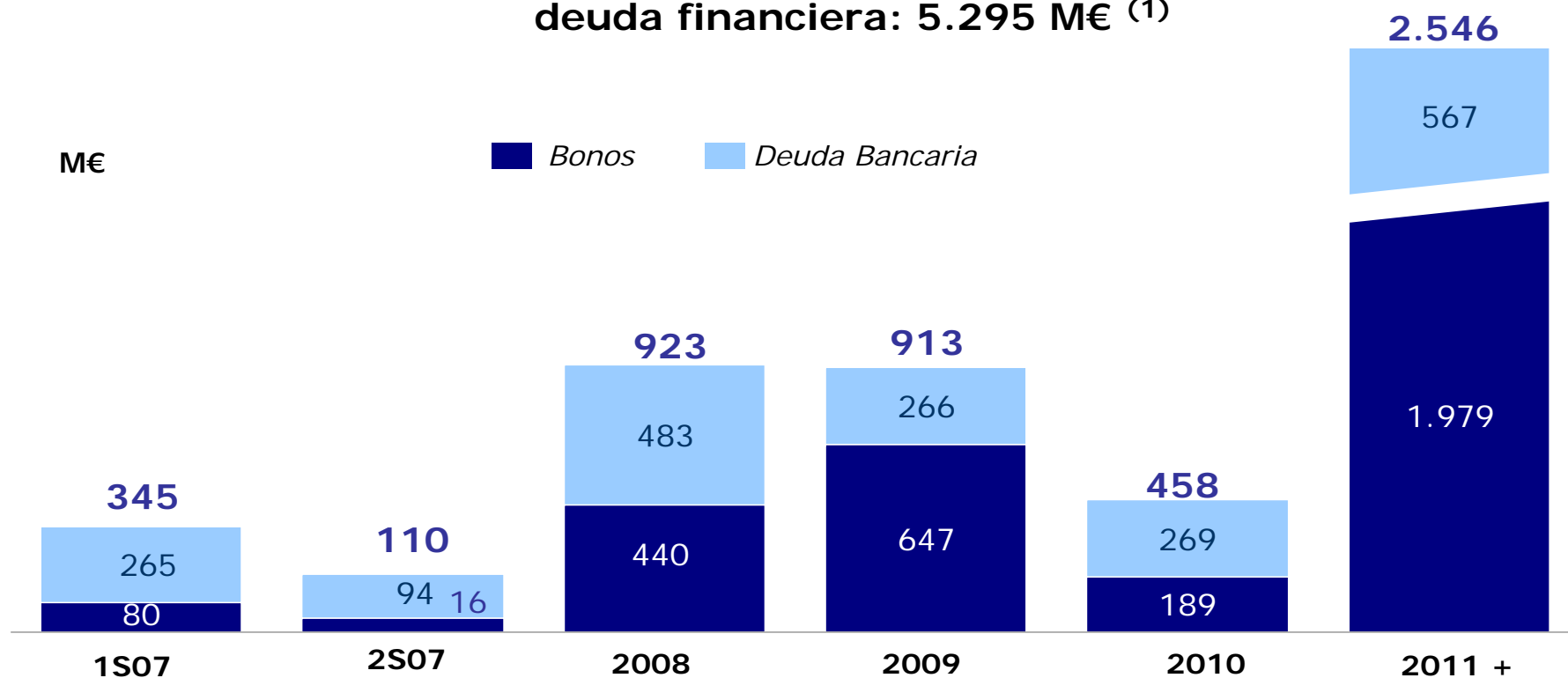
La liquidez en Endesa excluido Enersis es de 6.197 M€ (343 M€ de caja y 5.854 M€ de líneas de crédito disponibles) y cubre los vencimientos de los próximos 20 meses

(1) Este saldo bruto no coincide con el total de Deuda Financiera Bruta, al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo ni el valor de mercado de los derivados que no suponen salida de caja

(2) Los pagarés se emiten respaldados por las líneas de crédito a largo plazo, y se van renovando regularmente

Vencimiento de la deuda de Enersis

Saldo de los vencimientos del principal de la deuda financiera: 5.295 M€ ⁽¹⁾



La liquidez de Enersis es de 1.218 M€ (622 M€ de caja y 596 M€ de créditos sindicados disponibles) y cubre los vencimientos de los próximos 22 meses

(1) Este saldo bruto no coincide con el total de Deuda Financiera Bruta, al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo ni el valor de mercado de los derivados que no suponen salida de caja.

Se ruega a los inversores que lean el Folleto explicativo de la Oferta Pública de Adquisición de Acciones de E.On, el Informe elaborado al respecto por el Consejo de Administración de Endesa y la información sobre la Junta Extraordinaria de Accionistas que han sido registrados en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), así como el Solicitation/Recommendation Statement del Formulario 14D-9 que es actualizado periódicamente y registrado por Endesa en la U.S. Securities and Exchange Commission (SEC). Estos documentos, sus actualizaciones y otros registros públicos realizados periódicamente por Endesa en la CNMV o en la SEC contienen información importante y están disponibles de manera gratuita en el website de Endesa (www.endesa.es), en el de la CNMV (www.cnmv.es), en el de la SEC (www.sec.gov) y en las oficinas de la sede social de Endesa en Madrid (España).

Esta presentación contiene ciertas afirmaciones que constituyen estimaciones o perspectivas (“forward-looking statements”) sobre estadísticas y resultados financieros y operativos y otros futuribles. Estas declaraciones no constituyen garantías de que resultados futuros se concretarán y las mismas están sujetas a riesgos importantes, incertidumbres, cambios en circunstancias y otros factores que pueden estar fuera del control de Endesa o que pueden ser difíciles de predecir.

Dichas afirmaciones incluyen, entre otras, información sobre: estimaciones de beneficios futuros; incrementos previstos de generación eólica y de CCGT así como de cuota de mercado; incrementos esperados en la demanda y suministro de gas; estrategia y objetivos de gestión; estimaciones de reducción de costes; estructura de precios y tarifas; previsión de inversiones; enajenación estimada de activos; incrementos previstos en capacidad y generación y cambios en el mix de capacidad; “repowering” de capacidad; y condiciones macroeconómicas. Por ejemplo, los objetivos de EBITDA (resultado bruto de explotación en la cuenta de resultados consolidada de Endesa) para el período 2007-2009 incluidos en esta presentación son perspectivas que se fundamentan en ciertas asunciones que pueden o no producirse. Las asunciones principales sobre las que se fundamentan estas previsiones y objetivos están relacionadas con el entorno regulatorio, tipos de cambio, desinversiones, incrementos en la producción y en capacidad instalada en mercados donde Endesa opera, incrementos en la demanda en tales mercados, asignación de producción entre las distintas tecnologías, con incrementos de costes asociados con una mayor actividad que no superen ciertos límites, con un precio de la electricidad no menor de ciertos niveles, con el coste de las centrales de ciclo combinado y con la disponibilidad y coste del gas, del carbón, del fuel-oil y de los derechos de emisión necesarios para operar nuestro negocio en los niveles deseados.

Para estas afirmaciones, nos amparamos en la protección otorgada por Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 de los Estados Unidos de América para los “forward-looking statements”.

Las siguientes circunstancias y factores, además de los mencionados en esta presentación, pueden hacer variar significativamente las estadísticas y los resultados financieros y operativos de lo indicado en las estimaciones:

Condiciones Económicas e Industriales: cambios adversos significativos en las condiciones de la industria o la economía en general o en nuestros mercados; el efecto de las regulaciones en vigor o cambios en las mismas; reducciones tarifarias; el impacto de fluctuaciones de tipos de interés; el impacto de fluctuaciones de tipos de cambio; desastres naturales; el impacto de normativa medioambiental más restrictiva y los riesgos medioambientales inherentes a nuestra actividad; las potenciales responsabilidades en relación con nuestras instalaciones nucleares.

Factores Comerciales o Transaccionales: demoras en o imposibilidad de obtención de las autorizaciones regulatorias, de competencia o de otra clase para las adquisiciones o enajenaciones previstas, o en el cumplimiento de alguna condición impuesta en relación con tales autorizaciones; nuestra capacidad para integrar con éxito los negocios adquiridos; los desafíos inherentes a la posibilidad de distraer recursos y gestión sobre oportunidades estratégicas y asuntos operacionales durante el proceso de integración de los negocios adquiridos; el resultado de las negociaciones con socios y gobiernos. Demoras en o imposibilidad de obtención de las autorizaciones y recalificaciones precisas para los activos inmobiliarios. Demoras en o imposibilidad de obtención de las autorizaciones regulatorias, incluidas las medioambientales, para la construcción de nuevas instalaciones, “repowering” o mejora de instalaciones existentes; escasez o cambios en los precios de equipos, materiales o mano de obra; oposición por grupos políticos o étnicos; cambios adversos de carácter político o regulatorio en los países donde nosotros o nuestras compañías operamos; condiciones climatológicas adversas, desastres naturales, accidentes u otros imprevistos; y la imposibilidad de obtener financiación a tipos de interés que nos sean satisfactorios.

Factores Gubernamentales y Políticos: condiciones políticas en Latinoamérica; cambios en la regulación, en la fiscalidad y en las leyes españolas, europeas y extranjeras

Factores Operacionales: dificultades técnicas; cambios en las condiciones y costes operativos; capacidad de ejecutar planes de reducción de costes; capacidad de mantenimiento de un suministro estable de carbón, fuel y gas y el impacto de las fluctuaciones de los precios de carbón, fuel y gas; adquisiciones o reestructuraciones; la capacidad de ejecutar con éxito una estrategia de internacionalización y de diversificación.

Factores Competitivos: las acciones de competidores; cambios en los entornos de precio y competencia; la entrada de nuevos competidores en nuestros mercados.

Se puede encontrar información adicional sobre las razones por las que los resultados reales y otros desarrollos pueden diferir significativamente de las expectativas implícita o explícitamente contenidas en la presentación, en el capítulo de Factores de Riesgo del documento 20-F registrado en la SEC y del vigente Documento Registro de Acciones de Endesa registrado en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (“CNMV”).

Endesa no puede garantizar que las perspectivas contenidas en este documento se cumplirán en sus términos. Tampoco Endesa ni ninguna de sus filiales tienen la intención de actualizar tales estimaciones, previsiones y objetivos excepto que otra cosa sea requerida por ley.



Resultados 2006



22 de febrero de 2007